

4D
66286
29136

Relazioni e Bilanci

al 31 dicembre 2018



M

Sommario

Introduzione

Cariche sociali	1
Avviso di convocazione di Assemblea ordinaria	2
Lettera agli Azionisti	3
Azionariato	5
Missione e Visione del Gruppo Iren	6
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights esercizio 2018	8
L'assetto societario del Gruppo Iren	10
Informazioni sul titolo Iren nel 2018	14

Relazione sulla gestione

Scenario di mercato	18
Fatti di rilievo dell'esercizio	29
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	36
Analisi per settori di attività	42
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Iren S.p.A.	52
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ed evoluzione prevedibile della gestione	57
Gestione finanziaria	60
Rischi e incertezze	62
Rapporti con parti correlate	66
Quadro normativo	68
Personale e formazione	93
Organizzazione e Sistemi Informativi	95
Qualità, Ambiente e Sicurezza	99
Ricerca e Sviluppo	100
Iren e la Sostenibilità	109
Altre informazioni	110
Informazioni sulla Corporate Governance di Iren	111
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	123

Bilancio consolidato e Note illustrative

Prospetto della Situazione Patrimoniale-Finanziaria	126
Prospetto di Conto Economico	128
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico Complessivo	129
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	130
Rendiconto Finanziario	132
Note Illustrative	133
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato	134
II. Principi di consolidamento	136
III. Area di consolidamento	138
IV. Principi contabili e criteri di valutazione	141
V. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	158
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate	164
VII. Altre informazioni	167
VIII. Informazioni sulla Situazione Patrimoniale-Finanziaria	168
IX. Informazioni sul Conto Economico	199
X. Garanzie e passività potenziali	211
XI. Informativa per settori di attività	212
XII. Allegati al Bilancio Consolidato	215
Attestazione del Bilancio Consolidato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	228
Relazione della Società di Revisione sul Bilancio Consolidato	230

Bilancio separato e Note illustrative

Prospetto della Situazione Patrimoniale-Finanziaria	244
Prospetto di Conto Economico	246
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico Complessivo	247
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	248
Rendiconto Finanziario	250
Note Illustrative	251
I. Contenuto e forma del bilancio	251
II. Principi contabili e criteri di valutazione	252
III. Gestione dei rischi finanziari di Iren S.p.A.	268
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate	271
V. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio	274
VI. Altre informazioni	276
VII. Informazioni sulla Situazione Patrimoniale-Finanziaria	277
VIII. Informazioni sul Conto Economico	295
IX. Garanzie e passività potenziali	301
X. Allegati al Bilancio Separato	303
Attestazione del Bilancio d'Esercizio ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	325
Relazione della Società di Revisione sul Bilancio Separato	326
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti	332
Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea	337

CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione ⁽¹⁾

Presidente	Paolo Peveraro ⁽²⁾
Vice Presidente	Ettore Rocchi ⁽³⁾
Amministratore Delegato	Massimiliano Bianco ⁽⁴⁾
Consiglieri	Moris Ferretti ⁽⁵⁾
	Lorenza Franca Franzino ⁽⁶⁾
	Alessandro Ghibellini ⁽⁷⁾
	Fabiola Mascardi
	Marco Mezzalama ⁽⁸⁾
	Paolo Pietrogrande ⁽⁹⁾
	Marta Rocco ⁽¹⁰⁾
	Licia Soncini ⁽¹¹⁾
	Isabella Tagliavini ⁽¹²⁾
	Barbara Zanardi ⁽¹³⁾

Collegio Sindacale ⁽¹⁴⁾

Presidente	Michele Rutigliano
Sindaci effettivi	Cristina Chiantia
	Simone Caprari
Sindaci supplenti	Donatella Busso
	Marco Rossi

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽¹⁵⁾

⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 9 maggio 2016 per il triennio 2016-2017-2018

⁽²⁾ Nominato Presidente dall'Assemblea dei Soci del 9 maggio 2016.

⁽³⁾ Nominato Vice Presidente nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2016.

⁽⁴⁾ Nominato Amministratore Delegato nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2016

⁽⁵⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominato in data 12 maggio 2016

⁽⁶⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 12 maggio 2016

⁽⁷⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominato in data 12 maggio 2016

⁽⁸⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominato in data 12 maggio 2016.

⁽⁹⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominato in data 12 maggio 2016. L'ing. Pietrogrande è stato altresì nominato Presidente del predetto Comitato nel corso della seduta del Comitato tenutasi in data 18 maggio 2016

⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominata in data 12 maggio 2016. L'avv. Rocco è stata altresì nominata Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine nel corso della seduta del Comitato tenutasi in data 24 maggio 2016.

⁽¹¹⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 12 maggio 2016

⁽¹²⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominata in data 12 maggio 2016

⁽¹³⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 12 maggio 2016. La dott.ssa Zanardi è stata altresì nominata Presidente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate nel corso della seduta del Comitato tenutasi in data 24 maggio 2016.

⁽¹⁴⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 19 aprile 2018 per il triennio 2018-2019-2020.

⁽¹⁵⁾ Nominata dall'Assemblea dei Soci del 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020.



M

AVVISO DI CONVOCAZIONE DI ASSEMBLEA ORDINARIA

I Signori Azionisti sono convocati in assemblea ordinaria a Reggio Emilia in via Nubi di Magellano 30 presso la Sala Campioli per il giorno 22 maggio 2019 alle ore 11,00 in unica convocazione per discutere e deliberare sul seguente

Ordine del Giorno:

- 1) Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2018, Relazione sulla gestione e proposta di destinazione dell'utile: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 2) Conferimento di incarico a società di revisione a norma dell'art. 13 del Decreto Legislativo 27 gennaio 2010 n. 39 e successive modifiche, per il novennio 2021-2029: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 3) Relazione sulla remunerazione (prima sezione ai sensi del 3° comma dell'art. 123 ter del TUF): deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 4) Nomina del Consiglio di Amministrazione e relative cariche statutariamente di competenza assembleare per il triennio 2019-2020-2021 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2021): deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 5) Determinazione del compenso annuo da corrispondere ai membri del Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 21 dello statuto sociale: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 6) Proposta di integrazione dei corrispettivi per l'incarico di revisione legale dei conti relativo agli esercizi 2018-2020: deliberazioni inerenti e conseguenti.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

(Dott. Paolo Peveraro)



LETTERA AGLI AZIONISTI

"Non possiamo pretendere che le cose cambino se continuiamo a fare le stesse cose"

Albert Einstein

Gentili Azionisti,

presentiamo a voi un bilancio ancora una volta molto positivo.

In un contesto difficile per il nostro Paese, tutti gli indicatori di Iren sono positivi e possiamo dire che il Gruppo è in ottima salute, con buone prospettive di crescita come confermato dal Piano Industriale al 2023 e dai risultati 2018 che portiamo alla vostra approvazione.

Il Gruppo Iren chiude il 2018 con ricavi di oltre 4 miliardi di euro (+9,3% rispetto all'anno precedente), un Margine Operativo Lordo di 967 milioni di euro (in aumento del 17,8% rispetto al 2017). L'utile netto di Gruppo è pari a 242 milioni di euro (+1,8% rispetto al 2017). L'Indebitamento Finanziario Netto a fine 2018 si attesta a 2.453 milioni di euro, in aumento di 81 milioni rispetto all'anno precedente ed è influenzato dagli effetti derivanti da operazioni di M&A per 156 milioni.

Questi risultati testimoniano non solo la capacità del Gruppo di crescere nelle filiere industriali presidiate e attraverso diverse operazioni che ne hanno consolidato la vocazione di principale aggregatore e motore di sviluppo nei propri territori di riferimento, ma anche la capacità di innovare il proprio modello di business e di interpretare i grandi cambiamenti del nostro tempo mantenendo l'attenzione ai territori, dalle grandi città alle piccole comunità. Cambiamenti che rispetto al passato sono caratterizzati da una velocità d'impatto senza precedenti.

Nel corso del 2018 con il contributo di European House Ambrosetti è stato realizzato uno studio che ha confermato l'importanza della Vostra società nella crescita economica, culturale e sociale dei nostri territori.

Iren è oggi una realtà industriale di primaria importanza a livello nazionale posizionandosi al 25° posto tra tutte le aziende del comparto industriale italiano, al 6° posto nel proprio settore di riferimento e al 3° tra i comparabili; contribuisce direttamente e indirettamente in modo crescente alla creazione di valore per il Paese anche grazie al forte impatto indiretto e indotto generato tramite l'attivazione di filiere di fornitura e subfornitura che producono un effetto moltiplicatore di creazione di valore per cui si può affermare che per ogni euro di Valore Aggiunto generato direttamente da Iren se ne attivano 0,8 aggiuntivi nell'intera economia italiana.

In un contesto di investimenti nazionali decrescenti, sia pubblici che privati, Iren si distingue rientrando nei top performer nazionali con investimenti, in forte crescita negli ultimi anni, destinati soprattutto per il miglioramento della qualità del servizio e della performance ambientale con l'obiettivo dichiarato a Piano di investire ulteriori 3 miliardi di euro entro il 2023, di cui il 50% destinato alla sostenibilità, generando ancora una volta una rilevante ricaduta in termini socio-economici sui propri territori.

Iren contribuisce alla sostenibilità dell'energy mix nazionale generando l'86% dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e investe su progetti di efficientamento energetico con risultati riconosciuti e certificati, gestisce volumi crescenti di rifiuti con una quota di raccolta differenziata superiore alla media italiana e ha performance nel settore delle reti idriche ben al di sopra della media italiana.



M

L'azienda partecipa a network di ricerca sia nazionali che internazionali (in 22 Paesi con oltre 270 partner) e si afferma come uno dei principali operatori nel Corporate Venture Capital italiani; investe in formazione coinvolgendo i cittadini dei propri territori con percorsi orientati alla sostenibilità, contribuisce allo sviluppo della cultura attraverso liberalità e sponsorizzazioni con particolare attenzione al sistema teatrale rappresentando il primo sostenitore privato in molti dei territori dove è presente.

Il Gruppo ha oggi circa 8.000 dipendenti: anche in questo caso, grazie all'attivazione delle filiere di fornitura e subfornitura e all'effetto indotto sui consumi, per ogni persona occupata in Iren si creano 3 ulteriori posti di lavoro.

La gestione efficiente dell'azienda, la continua crescita, sia in termini dimensionali che di indicatori economico-finanziari, lo sviluppo di competenze e di qualità nei servizi erogati, la massima attenzione alla sostenibilità ambientale e alla cura delle risorse interne. Questi rappresentano i fattori chiave che hanno permesso di raggiungere i risultati che presentiamo alla vostra approvazione e che permettono la proposta all'Assemblea dei soci di un dividendo in crescita del 20% rispetto al 2017, valore che pone Iren tra i titoli con la migliore politica di remunerazione del settore.

Numeri che rendono l'idea dell'importanza del Gruppo nel panorama nazionale perché senza investimenti non c'è lavoro, senza lavoro non c'è crescita, senza crescita non c'è futuro.

Iren il suo futuro lo sta costruendo: sarà quello di *alloccare* sempre più innovazione, tecnologia e sviluppo sostenibile alla vita quotidiana delle persone. Continueremo a produrre e vendere energia elettrica, a illuminare e spazzare strade, a distribuire acqua e gas e raccogliere rifiuti, ma faremo tutto questo declinandolo sempre più con il digitale, l'Internet delle cose, la mobilità elettrica, il riciclo e il riuso dei materiali e la compatibilità ambientale.

Solo così, come accadde per le municipalizzate nel '900, saremo protagonisti, in stretto contatto con le comunità, i territori e gli Enti locali, di una nuova modernizzazione del Paese.

Il Consiglio di Amministrazione, giunto al termine del suo mandato, intende ringraziare tutti i dipendenti per la competenza e l'impegno che quotidianamente mettono nel loro lavoro, da cui derivano i risultati conseguiti.

Infine, permettetemi di ringraziare tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale per il determinante contributo alla crescita della Vostra Società.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

(Paolo Peveraro)

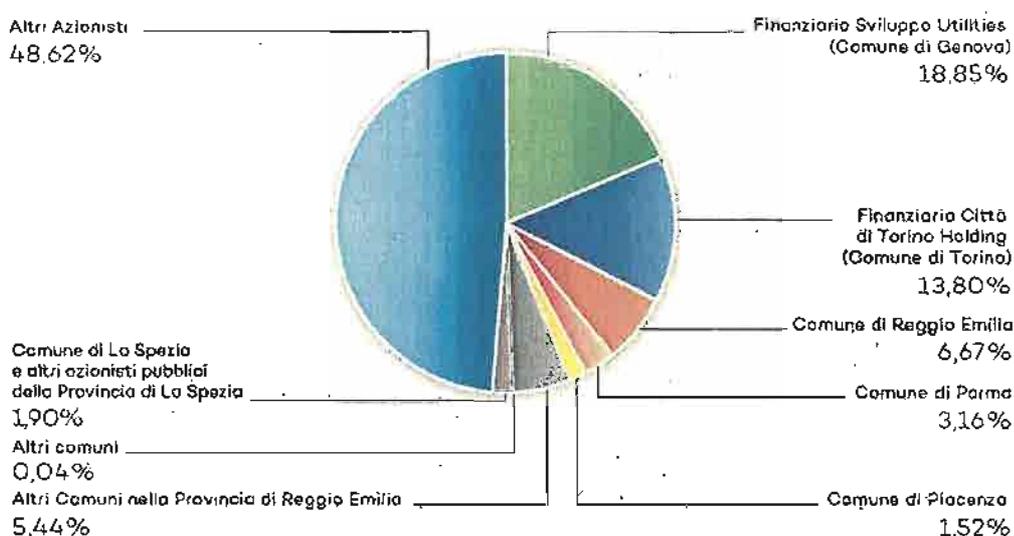


AZIONARIATO

Nel corso del periodo, a seguito del perfezionamento dell'aggregazione tra Iren e il Gruppo ACAM, avvenuta nel mese di aprile, il capitale di Iren S.p.A. si è incrementato per l'emissione di 24.705.700 nuove azioni ordinarie oggetto di sottoscrizione da parte di 27 soggetti pubblici già appartenenti alla compagine sociale di ACAM stessa, che hanno pertanto acquisito una quota pari all'1,9% del capitale sociale.

Al 31 dicembre 2018 il Capitale Sociale si attesta dunque a 1.300.931.377 euro interamente versati, ed è totalmente costituito da azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. Alla stessa data, sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato Iren è di seguito rappresentato.

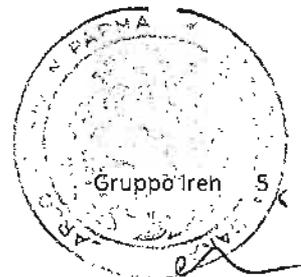
Azionariato di Iren S.p.A.
(% su capitale sociale complessivo)



Si segnala che, a seguito della scissione parziale non proporzionale di Finanziaria Sviluppo Utilities (FSU, già partecipata pariteticamente dal Comune di Genova e da Finanziaria Città di Torino Holding -FCT Holding-), avente efficacia dal 27 luglio 2018, la stessa è interamente partecipata dal Comune di Genova e detentrica di una quota di partecipazione in Iren S.p.A. pari al 16,335%, corrispondente alla metà delle quote precedentemente possedute. All'altro socio FCT Holding, in qualità di beneficiario della scissione, sono state assegnate azioni Iren per la stessa quota percentuale (16,335%). Per maggiori dettagli sull'operazione di scissione si rimanda al capitolo "Fatti di rilievo del periodo".

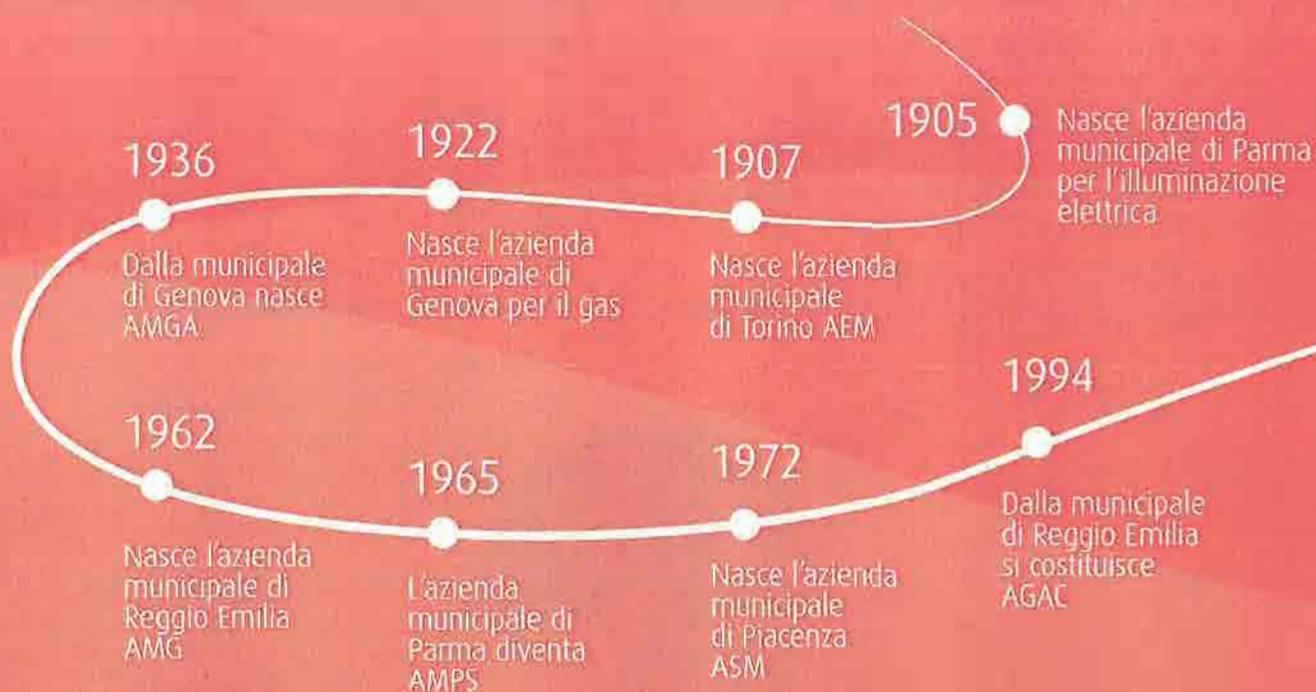
A fine novembre 2018, a seguito della cessione di azioni pari al 2,5% del capitale sociale, è variata la quota di partecipazione in capo a FCT Holding. Nel mese di dicembre FSU ha aumentato la sua quota di partecipazione al 18,85%, attraverso l'acquisto di azioni Iren da investitori qualificati e istituzionali.

Al 31 dicembre 2018 non sono presenti soci privati detentori di una quota superiore al 3% del capitale sociale.



M

Un secolo di storia



Missione

Offrire ai nostri clienti e ai nostri territori la migliore gestione integrata delle risorse energetiche, idriche e ambientali, con soluzioni innovative e sostenibili, per generare valore nel tempo.

Per tutti, ogni giorno.

1996

AMGA Genova
viene quotata
in Borsa

2000

AEM Torino viene
quotata in Borsa e
ASM Piacenza
diventa TESA

2005

AMPS,
TESA e AGAC
costituiscono
ENIA

2006

AEM Torino
e AMGA
Genova costituiscono
IRIDE

2007

ENIA viene
quotata in Borsa

2010

IRIDE ed ENIA
costituiscono IREN

2015

AMIAT entra
a far parte del
Gruppo Iren

2016

Nasce IRETI
TRM e ATENA Vercelli
entrano nel Gruppo

2018

ACAM La Spezia
entra nel Gruppo

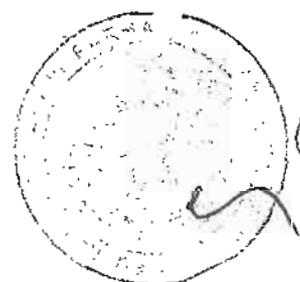
Una azienda da oltre **110 anni**
attenta allo **sviluppo dei territori** e
alle esigenze dei **clienti**.



Visione

Migliorare la qualità della vita delle persone. Rendere più competitive le imprese. Guardare alla crescita dei territori con gli occhi del cambiamento. Fondere sviluppo e sostenibilità in un valore unico. Siamo la multiutility che, attraverso scelte innovative vuole realizzare questo futuro.

Per tutti, ogni giorno.



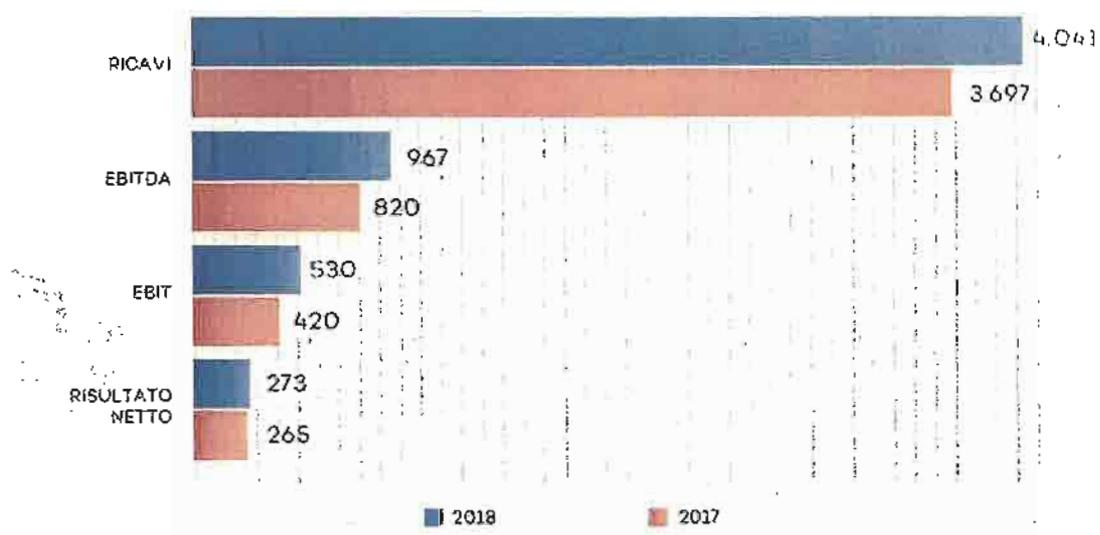
m

IL GRUPPO IREN IN CIFRE: HIGHLIGHTS ESERCIZIO 2018

Dati economici

milioni di euro

	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Variaz. %
Ricavi	4.041	3.697	9,3
EBITDA	967	820	17,8
EBIT	530	420	26,2
Risultato netto	273	265	3,0
<hr/>			
EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	23,9%	22,2%	

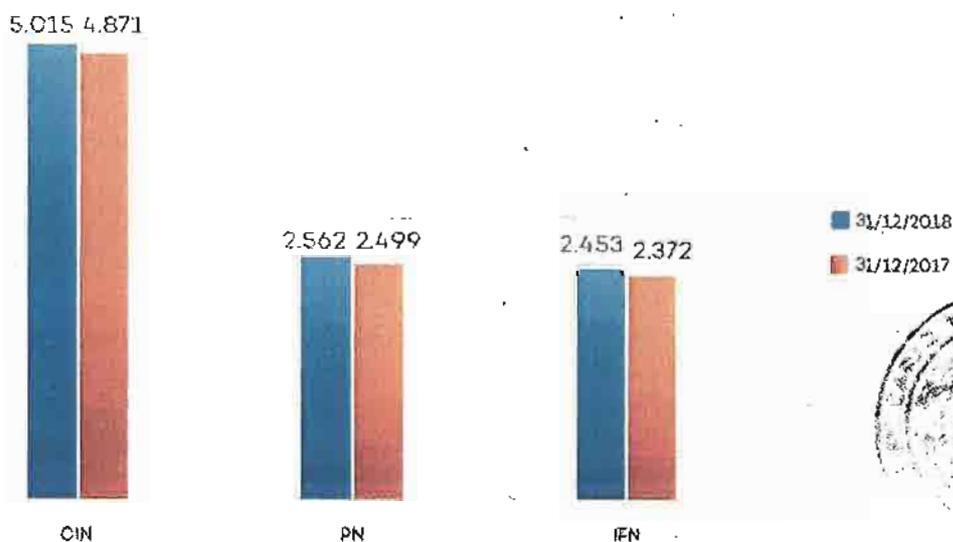


Dati patrimoniali

milioni di euro

	31.12.2018	31.12.2017	Variaz. %
Capitale Investito Netto (CIN)	5.015	4.871	3,0
Patrimonio Netto del Gruppo e di terzi (PN)	2.562	2.499	2,5
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	2.453	2.372	3,4
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	0,96	0,95	

Dati patrimoniali



Dati tecnici e commerciali

	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Variaz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	9.002	9.033	(0,3)
Energia termica prodotta (GWht)	2.932	2.996	(2,1)
Energia elettrica distribuita (GWh)	3.836	4.248	(9,7)
Gas distribuito (mln m ³)	1.303	1.305	(0,2)
Acqua distribuita (mln m ³)	187	181	3,3
Energia elettrica venduta (GWh)	15.669	15.921	(1,6)
Gas venduto (mln m ³)*	2.637	2.652	(0,6)
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	93,7	87,1	7,6
Rifiuti gestiti (ton)	2.268.791	2.015.568	12,6

* di cui per usi interni 1.477 mln m³ nell'esercizio 2018 (1.530 mln m³ nell'esercizio 2017, -3,5%)



M

L'ASSETTO SOCIETARIO DEL GRUPPO IREN



Nella rappresentazione sono state considerate le Società controllate direttamente ed integralmente da Iren S.p.A.. Inoltre, Iren S.p.A. partecipa direttamente la collegata Plurigas S.p.A. – tale società è stata posta in liquidazione volontaria dall'Assemblea degli azionisti il 27 marzo 2013.

Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale, con sede legale a Reggio Emilia, e quattro società responsabili delle singole linee di business nelle principali sedi operative di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino, Vercelli e, dallo scorso aprile, anche La Spezia.

Alla Holding fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre alle quattro Business Unit (BU), è stato affidato il coordinamento e l'indirizzo delle società operanti nei rispettivi settori:

- Reti, che opera nell'ambito del ciclo idrico integrato e nei settori della distribuzione gas e della distribuzione di energia elettrica;
- Ambiente, che svolge le attività di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti;
- Energia, operante nei settori della produzione di energia elettrica, del teleriscaldamento e dell'efficienza energetica;
- Mercato, attiva nella vendita di energia elettrica, gas e calore.

Il Gruppo dispone di un importante portafoglio clienti e di una rilevante dotazione impiantistica a supporto delle attività operative; si riportano alcuni indicatori del dimensionamento del Gruppo:

Distribuzione Gas: attraverso 8.028 chilometri di rete Iren serve più di 742.000 clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.692 chilometri di reti interrate ed aeree in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica a quasi 721.000 clienti a Torino, Parma e Vercelli.

Ciclo idrico integrato: con 23.360 chilometri di reti acquedottistiche, 11.162 chilometri di reti fognarie e 1.323 impianti di depurazione, Iren fornisce il servizio a poco meno di 2.830.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 154 stazioni ecologiche attrezzate, 3 termovalorizzatori, 2 discariche attive, 27 impianti di trattamento, selezione, stoccaggio e compostaggio, il Gruppo serve 165 comuni per un totale di circa 2.320.000 abitanti e quasi 2.300.000 tonnellate gestite nel 2018.

Produzione energia elettrica e termica: il Gruppo dispone di un consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica, prevalentemente mediante impianti idroelettrici e cogenerativi, con produzione di energia termica distribuita attraverso una rete di teleriscaldamento urbano, con una potenza installata complessiva in assetto elettrico di circa 2.852 MW.

Teleriscaldamento: grazie a circa 993 chilometri di reti interrate di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di 93,7 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 868.000 abitanti.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo ha commercializzato nel corso del 2018 oltre 2,6 miliardi di metri cubi di gas, poco meno di 16.000 GWh di energia elettrica e circa 2.900 GWh di calore per teleriscaldamento.

A far data dal 1° aprile 2018 è entrato a far parte del gruppo IREN il gruppo ACAM, operante nella gestione del servizio idrico integrato e di igiene ambientale nella provincia di La Spezia.

In particolare ACAM Acque S.p.A. è la società del gruppo che svolge la propria attività, quale operatore prevalente, nel settore della gestione del Servizio Idrico Integrato (SII) presidiando tutte le fasi del ciclo idrico, dalla captazione dell'acqua alle successive fasi di potabilizzazione e distribuzione alle utenze, collettamento e trasporto delle acque reflue civili e industriali, nonché depurazione. La società opera in 26 comuni della provincia di La Spezia servendo circa 207 mila abitanti attraverso circa 1.900 chilometri di rete idrica e 858 chilometri di rete fognaria.

La società ACAM Ambiente S.p.A. è invece il principale gestore del ciclo integrato dei rifiuti nella provincia di La Spezia e fornisce i servizi di igiene urbana a un bacino di circa 205.000 abitanti (raccolta porta a porta, raccolta stradale e spazzamento e decoro urbano) e di trattamento dei rifiuti attraverso la gestione di 9 centri di raccolta. Attraverso la società ReCos S.p.A., gestisce gli impianti di valorizzazione e trattamento dei rifiuti con centri di raccolta e compostaggio e l'attività di avvio a riciclo dei materiali differenziati.

BU RETI

La società capofila IRETI e le controllate della business unit si occupano del ciclo idrico integrato, della distribuzione di energia elettrica, della distribuzione di gas naturale e di altre attività minori.

Servizi Idrici Integrati

IRETI, direttamente e tramite le società operative controllate Iren Acqua, Iren Acqua Tigullio, ASM Vercelli e ACAM Acque, come sopramenzionato opera nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue nelle province di Genova, Savona, Piacenza, Parma, Reggio Emilia, Vercelli, La Spezia e in alcuni comuni siti nelle regioni Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Veneto.

Complessivamente negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti il servizio è svolto in 265 comuni per oltre 2,8 milioni di abitanti serviti.

Nel corso del 2018 la BU Reti ha distribuito circa 187 milioni di metri cubi di acqua, attraverso una rete di distribuzione di 23.360 chilometri. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di 11.162 chilometri.

Distribuzione Gas

IRETI distribuisce il gas metano in 75 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, nel comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi. Tramite ASM Vercelli distribuisce il gas nella città di Vercelli e in altri 11 comuni della provincia. La rete di distribuzione, composta da 8.028 chilometri di rete in alta, media e bassa pressione, serve un bacino di circa 742.000 clienti.

IRETI nel corso del 2018 ha immesso in rete 1.303 milioni di metri cubi di gas.

Distribuzione di energia elettrica

Con 7.692 chilometri di rete in media e bassa tensione IRETI svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino, Parma e, tramite ASM Vercelli, nella città di Vercelli. L'energia distribuita nel corso del 2018 è stata pari a 3.836 GWh.

BU AMBIENTE

La Business Unit Ambiente svolge le attività di raccolta e smaltimento di rifiuti principalmente attraverso società dislocate territorialmente: IREN Ambiente, operativa in area Emilia, AMIAT, TRM, ASM Vercelli e REI, operative in area Piemonte, ACAM Ambiente e ReCos operanti in area Liguria.

La BU Ambiente svolge tutte le attività della filiera di gestione dei rifiuti urbani (raccolta, selezione, recupero e smaltimento) con particolare attenzione allo sviluppo sostenibile e alla salvaguardia ambientale confermata da crescenti livelli di raccolta differenziata; gestisce inoltre un importante portafoglio clienti a cui fornisce tutti i servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali.

La dotazione impiantistica della BU Ambiente è costituita principalmente da 3 termovalorizzatori (TRM, a Torino, con circa 533.000 tonnellate smaltite, PAI, a Parma, con circa 181.000 tonnellate e Tecnoborgo, a Piacenza, con circa 114.000 tonnellate).

Dal secondo trimestre 2017 ha inoltre iniziato la propria attività operativa una nuova discarica, per rifiuti anche pericolosi, ad esclusione di rifiuti urbani, con sede a Pianezza (TO).

M



BU ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica

La BU Energia dispone complessivamente di 2.852 MW di potenza installata (in assetto elettrico).

In particolare, ha la disponibilità diretta di 28 impianti di produzione di energia elettrica: 20 idroelettrici (di cui 3 mini-hydro apportati con l'acquisizione della società Maira), 6 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico convenzionale, cui si aggiunge 1 impianto cogenerativo gestito in virtù di un contratto di affitto di ramo d'azienda.

La BU Energia dispone inoltre di 194 impianti di produzione fotovoltaica con una potenza installata pari a 20 MW.

Le fonti di energia primaria utilizzate sono eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti e consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale.

Dal lato termoelettrico, il 40% della potenza termica complessiva proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. Iren Energia presidia inoltre le attività di programmazione e dispacciamento delle produzioni di energia elettrica e termica del Gruppo, oltre all'operatività sulla borsa elettrica.

Nel mese di settembre Iren Energia ha acquisito il 66,23% di Maira S.p.A. società attiva nella realizzazione e nella gestione di impianti idroelettrici in Piemonte, proprietaria di 3 impianti mini-hydro situati in Val Maira (provincia di Cuneo), di un impianto fotovoltaico (11 kWp) e di una caldaia a cippato (400 kWt) alimentata da filiera corta.

Teleriscaldamento

Iren Energia dispone della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale con 993 chilometri di rete a doppia tubazione. L'estensione della rete di doppia tubazione ammonta a 632 chilometri nel territorio Torinese, 10 nel Comune di Genova, 220 nel Comune di Reggio Emilia, 103 nel Comune di Parma e 28 nel Comune di Piacenza

Il totale della volumetria riscaldata al 31 dicembre 2018 ammonta, nel bacino storicamente servito dalla società, a 88,4 milioni di metri cubi. A tale volumetria si aggiungono i 5,3 milioni di metri cubi nel nuovo bacino gestito grazie all'affitto annuale del ramo d'azienda di SEI Energia, operativa nei comuni di Grugliasco, Rivoli e Collegno, attestandosi il totale a 93,7 milioni di metri cubi.

Servizi di efficienza energetica

Iren Energia, attraverso la propria controllata Iren Rinnovabili, si occupa dello sviluppo e della gestione dei servizi di illuminazione pubblica e semaforica ed affini e, in particolare, opera nel settore dell'efficienza energetica, svolgendo attività di progettazione, realizzazione e gestione di interventi di riduzione di consumi e risparmio di energia. Inoltre, opera nelle attività di fornitura di servizi energetici e di global service destinati a edifici abitativi, a strutture private e pubbliche nonché a complessi industriali e commerciali, e nello studio, progettazione, costruzione, installazione gestione, manutenzione e conduzione dei relativi impianti termici, di condizionamento, idraulici, sanitari, frigoriferi, elettrici e a pannelli solari.

BU MERCATO

Il Gruppo, tramite Iren Mercato e Salerno Energia Vendite, opera nella commercializzazione dell'energia elettrica, del gas e del calore tramite rete di teleriscaldamento, nella fornitura di combustibili per il Gruppo e nei servizi di gestione clienti delle società partecipate dal Gruppo.

In data 6 settembre 2018 è stata perfezionata tra Iren Mercato e la società Spienergy l'operazione di acquisizione, da parte di Iren Mercato, dell'intera partecipazione detenuta da quest'ultima in Spezia Energy Trading, con sede in La Spezia. La società opera nella commercializzazione di gas ed energia elettrica sul mercato finale, prevalentemente piccole e medie imprese, sia attraverso la propria rete commerciale sia attraverso un portafoglio di partner commerciali terzi che operano nella rivendita della commodity acquistata all'ingrosso (reselling).

Iren Mercato è presente, nell'ambito del mercato libero, su tutto il territorio nazionale, con una maggiore concentrazione di clientela servita nella zona centro-nord dell'Italia e presidia la commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del Gruppo sul mercato rappresentato dai clienti finali e da altri operatori grossisti.

Le principali fonti di energia del Gruppo disponibili per le proprie attività sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia. Iren Mercato agisce altresì come esercente il servizio di "maggior tutela" per la clientela retail del mercato elettrico relativamente alla provincia di Torino ed al territorio di Parma; storicamente è attiva nella vendita diretta del gas metano nei territori di Genova, Torino e in Emilia. Infine, gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del comune di Torino e nei capoluoghi di Reggio Emilia, Parma, Piacenza e Genova e lo sviluppo commerciale sulle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento.

Nel corso del 2018 è diventata pienamente operativa la nuova linea di business "new downstream", partita nel corso del 2017 e destinata alla commercializzazione alla clientela retail di prodotti innovativi nell'area della domotica, del risparmio energetico e della manutenzione di impianti domestici.

Sempre nel periodo è inoltre partita "IrenGO a zero emissioni" l'innovativa offerta per la mobilità elettrica rivolta a clienti privati, aziende ed enti pubblici con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale degli spostamenti. Il Gruppo ha già sperimentato le potenzialità e i benefici dell'e-mobility attraverso l'avvio, al proprio interno di una serie di iniziative, quali l'installazione di infrastrutture di ricarica e la progressiva introduzione di veicoli elettrici adottando in maniera applicata la modalità elettrica. Tutte le iniziative interne ed esterne di mobilità elettrica IrenGO dispongono di fornitura energetica 100% green proveniente dagli impianti idroelettrici del Gruppo.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del 2018 sono stati pari a 2.845 milioni di metri cubi, di cui 1.159 milioni commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, e 1.477 milioni impiegati all'interno del Gruppo Iren sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore; 209 milioni di metri cubi sono stati destinati allo stoccaggio.

Al 31 dicembre 2018 i clienti gas retail gestiti dalla Business Unit Mercato sono circa 907.000 e comprendono principalmente i clienti sul bacino storico genovese, torinese ed emiliano e delle aree di sviluppo limitrofe e i clienti dei bacini di Vercelli, apportato da Atena Trading, e dell'area campana apportato da Salerno Energia Vendite. In particolare Salerno Energie Vendite è presente in quasi tutte le province campane oltre che in alcuni comuni delle regioni Basilicata, Calabria, Toscana e Lazio. Il bacino si è ulteriormente ampliato con l'acquisizione di Spezia Energia Trading che opera prevalentemente in area La Spezia.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel corso del 2018 dalla BU Mercato sono stati pari a 8.931 GWh. I clienti retail di energia elettrica gestiti al 31 dicembre 2018 sono oltre 876.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle altre aree presidiate commercialmente da Iren Mercato e da Atena Trading e, dal quarto trimestre 2018, anche da Spezia Energy Trading.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato gestisce la vendita del calore, acquistato da Iren Energia, ai clienti teleriscaldati dei comuni di Torino, Nichelino, Genova, Reggio Emilia, Piacenza e Parma.



M

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL 2018

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del 2018, il FTSE Italia All-Share (il principale indice di Borsa Italiana) ha riportato una riduzione pari al 16,71%, dovuta principalmente al peggioramento del quadro macroeconomico.

In tale contesto anche le aziende operanti in settori anticiclici, come le multiutility, hanno risentito di potenziali rischi regolatori, con particolare riferimento alle attività in concessione ed alla gestione del ciclo idrico integrato. Tale quadro di incertezza ha interessato principalmente le società operanti in tali aree di attività, fra le quali Iren, il cui titolo nel periodo ha subito una flessione del 16,16% rispetto al 31 dicembre 2017.

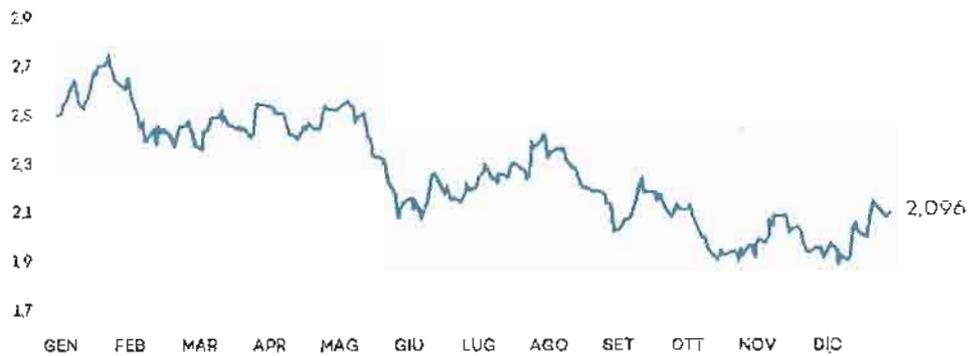
Andamento titolo Iren nei confronti dei competitors



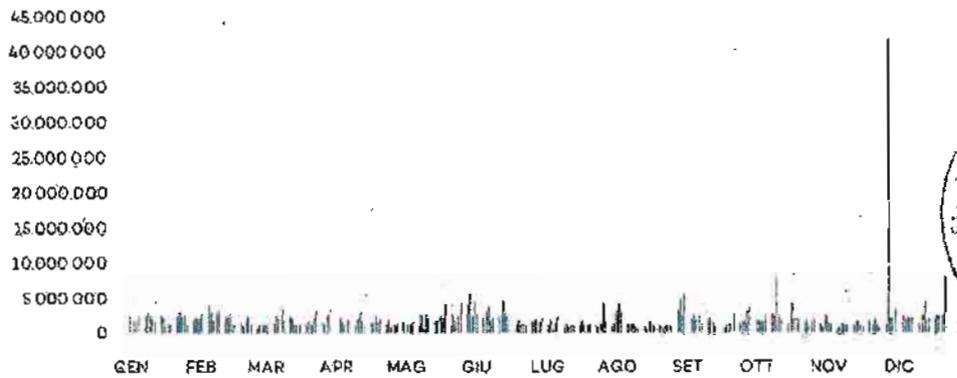
Il prezzo del titolo IREN al 31 dicembre 2018, si è attestato a 2,096 euro per azione, con volumi medi scambiati durante il periodo pari a circa 2,06 milioni di pezzi giornalieri. Il prezzo medio nei dodici mesi è stato di 2,26 euro per azione avendo toccato il massimo dalla nascita di IREN (2,74 euro per azione) il 23 gennaio ed il minimo del periodo, 1,88 euro per azione, il 6 dicembre.

Nei due grafici sotto riportati si evidenzia l'andamento del prezzo e dei volumi scambiati del titolo Iren nell'arco del 2018.

Andamento del prezzo 2018



Volumi scambiati 2018



Il coverage del titolo

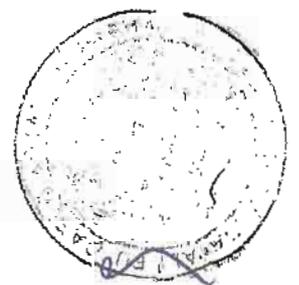
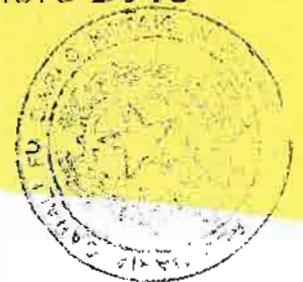
Nel corso del periodo il Gruppo IREN è stato seguito da otto broker: Banca IMI, Banca Akros, Equita, Fidentis, Intermonte, KeplerCheuvreux, Main First e Mediobanca.

M



Relazione sulla gestione

al 31 dicembre 2018



3

SCENARIO DI MERCATO

LO SCENARIO MACROECONOMICO

Nella seconda parte del 2018 la crescita dell'economia globale ha leggermente rallentato, confermando quanto già registrato nel primo semestre dell'anno. Le stime fornite dalla *World Bank* e dall'*OCSE* vedono il 2018 chiudersi con una crescita complessiva di circa il +3%, con una flessione di circa -0,1 punti percentuali rispetto all'anno precedente. Tale rallentamento ha inciso sulla crescita di molteplici economie avanzate, in particolare su quelle dell'area Euro e Giappone, e di economie in fase di sviluppo, tra le quali la Cina. Questo effetto è stato particolarmente eterogeneo tra i diversi Paesi. Gli Stati Uniti, infatti, registrano un tasso di crescita annuo del +2,9%, in aumento rispetto al +2,2% dello scorso anno. L'impatto delle politiche fiscali espansive ha sicuramente giocato un ruolo determinante per la crescita del paese. Al contrario, i tassi di crescita della zona Euro e del Giappone registrano una flessione rispetto al 2017 rispettivamente di -0,5 e -1,1 punti percentuali, attestandosi così al +1,9% e al +0,8%. Tra i Paesi in via di sviluppo la Cina continua a crescere con un tasso superiore al 6% (+6,5%), ma in riduzione del 0,4% rispetto al 2017.

Il rallentamento della crescita globale è il risultato di diversi fattori: da un lato l'espansione dell'economia americana ha sostenuto l'economia mondiale tramite la maggiore domanda statunitense di beni, dall'altro le politiche protezionistiche del governo americano, le tensioni geopolitiche e il commercio internazionale in flessione hanno pesato sulle scelte d'investimento e produzione in molteplici paesi.

Dal canto suo l'economia italiana ha sofferto del rallentamento della crescita globale, soprattutto quello delle economie dell'area euro e, in particolare, di quella tedesca. Nel terzo trimestre 2018 si è registrata una flessione congiunturale del PIL di -0,1%. Il PIL del quarto trimestre si è poi ulteriormente ridotto rispetto al trimestre precedente dello 0,1%, segnando così lo stato di recessione tecnica dell'economia italiana.

Secondo i dati ISTAT pubblicati a marzo 2019, il PIL si è espanso in volume su base annuale dello 0,9%. La domanda interna è stata supportata dagli investimenti, che hanno registrato una crescita del 3,4% su base annua (in ribasso rispetto al +4,4% del 2017), mentre i consumi finali delle famiglie hanno registrato un aumento marginale (+0,7%), significativamente inferiore all'incremento del 2017 (+1,5%).

Le spese delle famiglie

Nel 2018 si è registrato un incremento dell'1,3% del numero di lavoratori dipendenti ed un calo di quello dei lavoratori autonomi (-0,3%). I redditi da lavoro dipendente sono cresciuti del 3,3%. Su base annua nel 2018 la spesa per consumi finali delle famiglie italiane ha fatto registrare un rallentamento rispetto al tasso di incremento 2017. I consumi hanno subito un rallentamento in modo particolare nel secondo semestre, registrando la crescita tendenziale minima nel terzo trimestre, per poi rialzarsi leggermente al termine dell'anno.

Gli investimenti

Come riportato, gli investimenti hanno rappresentato la componente più dinamica della domanda, aumentando del 3,4% rispetto al 2017. La crescita si riferisce in particolare agli investimenti in mezzi di trasporto. Tuttavia, il generale tasso di crescita degli investimenti ha fortemente rallentato nel corso dell'anno, passando da una crescita tendenziale superiore al 5% nel primo semestre ad una crescita tendenziale quasi nulla nel quarto trimestre.

Sull'andamento degli investimenti hanno probabilmente inciso sia gli aumenti dei rendimenti dei titoli di Stato, particolarmente alti da giugno in poi, che hanno reso più costoso l'accesso al credito, sia altri fattori di incertezza come la fase di stallo riguardante l'accordo per la Brexit. La fine del *Quantitative Easing* (QE), inoltre, è prevista incidere in maniera potenzialmente negativa sulle possibilità d'accesso al credito per le imprese, poiché, sebbene la Banca Centrale Europea (BCE) metterà in atto un piano di reinvestimenti dei titoli a scadenza, ridurrà liquidità dal mercato in un periodo di ciclo economico non positivo.

Le esportazioni

Le contrattazioni con l'estero hanno registrato un forte rallentamento nei primi mesi dell'anno, causato principalmente dalle anticipazioni e dall'avvio della stretta commerciale nei confronti di Europa e Cina da parte del governo degli Stati Uniti. Questa tendenza si è, però, invertita nel terzo trimestre: in questo periodo l'Italia ha registrato un aumento delle esportazioni di beni e servizi dell'1,1% a fronte di un aumento delle importazioni dello 0,8%. A livello annuale, le esportazioni sono comunque aumentate meno delle importazioni (+1,9% contro +2,3%), segnando un peggioramento dell'avanzo commerciale italiano.

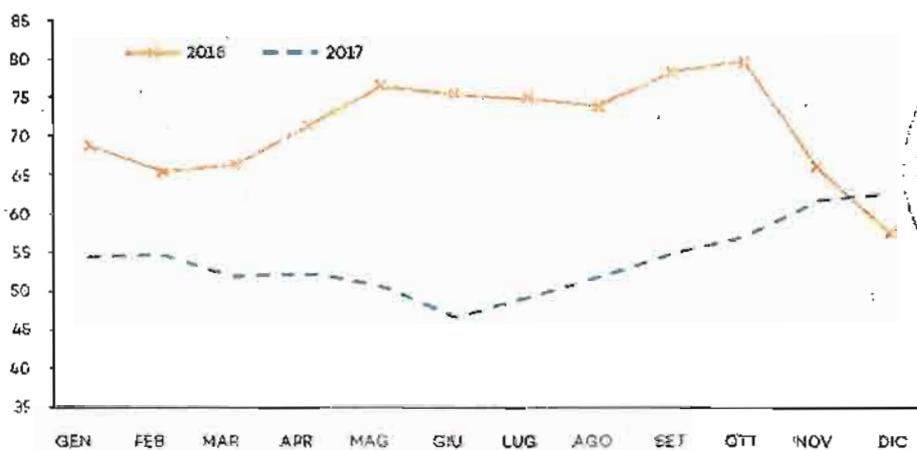
IL MERCATO PETROLIFERO

Il mercato del petrolio ha cominciato il 2018 proseguendo il trend rialzista che aveva caratterizzato i due anni precedenti. Lo sviluppo economico globale ha fatto da volano per l'incremento della domanda petrolifera, cresciuta in media di 1,3 milioni di barili al giorno (mbg) e arrivata a superare i 100 mbg nel quarto trimestre dell'anno. Sull'offerta, ha invece pesato l'accordo OPEC+, sottoscritto a fine 2016, che vede la cooperazione tra paesi aderenti al cartello OPEC e la delegazione non-OPEC guidata dalla Russia. Il consolidamento dell'accordo e il cap alla produzione definito a livello aggregato tra i paesi aderenti al cartello è stato un elemento importante a favore della crescita delle quotazioni globali. A favore della crescita dei prezzi e della volatilità dei mercati sono intervenuti anche altri elementi: si annoverano tra di essi le aspettative di una potenziale riduzione di *output* a causa delle sanzioni statunitensi nei confronti dell'Iran, che avrebbero interessato anche i soggetti importatori di greggio dal paese.

L'insieme di questi fattori rialzisti ha spinto il Brent alla quotazione di 86 \$/bbl registrata a inizio ottobre, valore che non veniva toccato da ottobre 2014. Tuttavia nel corso degli ultimi tre mesi dell'anno si è assistito ad un sostanziale ribaltamento della situazione: dai massimi di ottobre, i prezzi sono calati di 25 \$/bbl arrivando a toccare i 50 \$/bbl nel periodo natalizio per poi registrare un lieve rialzo e chiudendo l'anno intorno ai 54 \$/bbl. A favore del decremento hanno giocato almeno due elementi: un primo fattore è dato dall'incremento della produzione americana, cresciuta di più di 1,5 mbg tra il 2017 e il 2018 (+17%) arrivando a toccare il valore *record* di 11,6 milioni di barili al giorno nel quarto trimestre dell'anno. Un secondo elemento è relativo alle sanzioni statunitensi nei confronti dell'Iran: il governo statunitense, a ridosso dell'entrata in vigore del regime sanzionatorio, ha infatti decretato a sorpresa l'esenzione per la durata di sei mesi dell'applicazione delle sanzioni per otto paesi (Italia compresa) provocando un relativo rilassamento delle tensioni rialziste accumulate sui mercati.

Nel complesso, il 2018 si è chiuso con un prezzo *spot* medio del petrolio Brent pari a 71,33 \$/bbl, in rialzo del 31,9% rispetto al 2017, che si era chiuso con una media annuale di 54,08 \$/bbl. In Euro, il prezzo del Brent nel 2018 si è attestato a 60,40 €/bbl valutato ad un cambio Euro/Dollaro medio nel 2018 di 1,18, in rialzo del 4,56% rispetto al 2017.

Dinamiche prezzo BRENT (\$/bbl)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters



M



IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Domanda e offerta

Nel 2018 la produzione di energia elettrica in Italia è stata pari a 280,2 TWh, in calo dell'1,4% rispetto al 2017. La richiesta di energia elettrica, pari a 321,9 TWh, è stata soddisfatta dalla produzione nazionale per l'87%, mentre per il restante 13% da quella importata dalle frontiere estere. La generazione termoelettrica nazionale, attestandosi su un volume di 185 TWh, ha rappresentato il 66% della produzione netta nazionale, mostrando tuttavia un calo del 7,6% rispetto ai valori del 2017; la produzione da fonte idroelettrica è stata pari a 49,3 TWh (+31,2% rispetto al 2017), rappresentando il 17,6% di quella nazionale, mentre da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica sono stati prodotti 45,9 TWh (-1,3% rispetto al 2017), il 16,4% dell'offerta nazionale.

Nel 2018 i consumi sono risultati pressoché allineati a quelli dell'anno precedente (+0,4%) seppur con contributi differenti delle diverse zone. Al Nord infatti la domanda è risultata in aumento del 2,6%, mentre è calata nelle restanti zone: al Centro (-0,7%), al Sud (-4,4%) e nelle Isole (-0,6%).

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata (GWh e variazioni tendenziali)

	fino a 31/12/2018	fino a 31/12/2017	Var. %
Domanda	321.910	320.548	0,4%
<i>Nord</i>	153.396	149.444	2,6%
<i>Centro</i>	93.797	94.428	-0,7%
<i>Sud</i>	44.550	46.606	-4,4%
<i>Isole</i>	28.161	28.318	-0,6%
Produzione netta	280.234	284.356	-1,4%
<i>Idroelettrico</i>	49.275	37.557	31,2%
<i>Termoelettrico</i>	185.046	200.305	-7,6%
<i>Geotermoelettrico</i>	5.708	5.821	-1,9%
<i>Eolico e fotovoltaico</i>	40.205	40.673	-1,2%
Consumo Pompaggi	-2.233	-2.378	-6,1%
Saldo estero	43.909	38.570	13,8%

Fonte: Terna

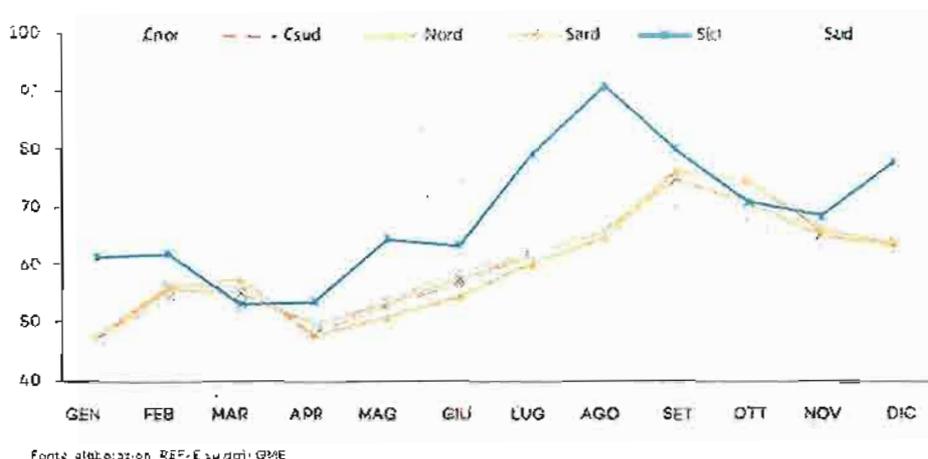
Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel 2018 il prezzo medio dell'energia elettrica si è attestato a 61,3 €/MWh, valore in aumento rispetto al 2017 (+13,6% rispetto ai 53,94 €/MWh del 2017), mostrando un decorso simile per tutte le zone, sebbene in Sicilia il prezzo sia stato decisamente più elevato delle altre. Il maggior aumento percentuale, pari al 19%, si è verificato nella zona Sud, mentre il Centro Sud e la Sardegna hanno registrato un aumento del 18%, la Sicilia del 14%, il Centro Nord del 13%, il Nord del 12%.

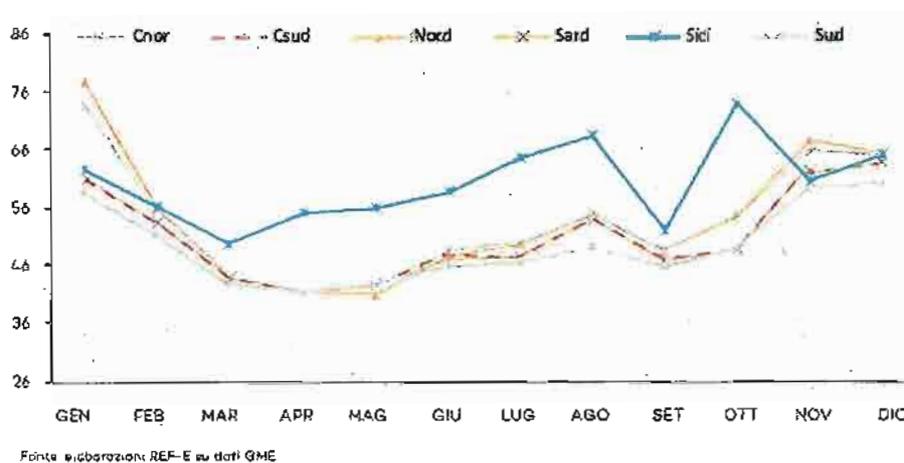
Tale aumento tendenziale del PUN ha caratterizzato i mesi da marzo a ottobre, ed è stato particolarmente elevato durante settembre, mese in cui è stato registrato il picco annuale, con una variazione di oltre il 50% rispetto ai prezzi 2017.

I prezzi zionali sono stati fra loro generalmente allineati, come avvenuto nel 2017, eccezion fatta per la Sicilia che ha registrato per quasi tutto l'anno un prezzo decisamente maggiore delle altre zone di mercato (come già accaduto nel 2017). Conseguentemente, tale prezzo zonale è stato il più elevato, con un CCT "baseload" medio annuo di 8,12 €/MWh, ossia una distanza con il PUN maggiore rispetto al 2017 (quando si attestava a 6,75 €/MWh).

Dinamiche prezzi zionali italiani 2018 (€/MWh)



Dinamiche prezzi zionali italiani 2017 (€/MWh)



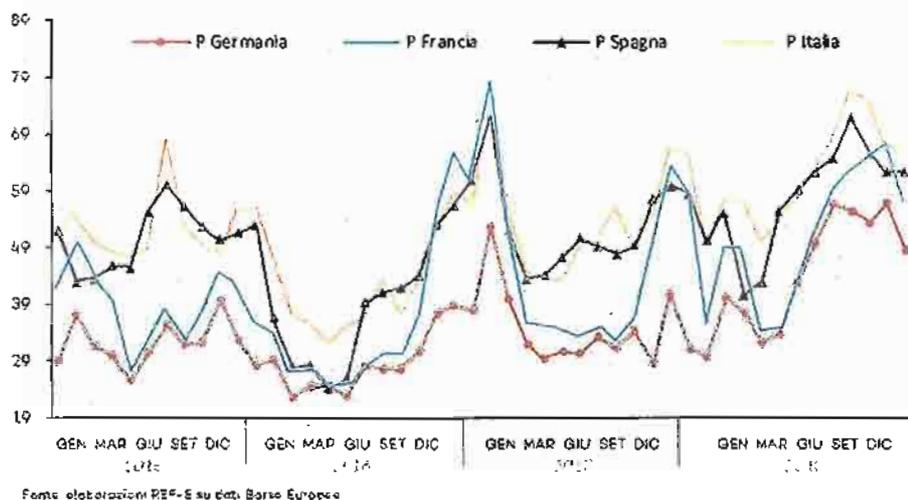
Andamenti delle principali borse europee

Le borse elettriche europee hanno registrato un prezzo medio di 50,65 €/MWh, in aumento del 15,6% rispetto al 2017. Il differenziale negativo con il PUN è stato di 10,7 €/MWh, mentre nell'anno precedente si era attestato a 10,1 €/MWh. In particolare, l'ultimo trimestre del 2018 ha registrato prezzi del 21% più alti rispetto allo stesso periodo del 2017.

m



Dinamiche prezzi elettrici europei € /MWh



Future del PUN Baseload su EEX

La tabella seguente confronta i prezzi medi dei futures dei prodotti disponibili riferiti al Prezzo Unico Nazionale per l'ultimo trimestre del 2018. Per i prodotti con consegna dicembre e gennaio sono state registrate progressive variazioni a ribasso durante tutto il trimestre, mentre per i prodotti Q1 19, Q2 19 e Q3 19 l'andamento non è stato costante, registrando delle variazioni a ribasso sul trimestre rispettivamente di 4,30 €/MWh, 1,10 €/MWh e 1,80 €/MWh. Il future annuale 2019 ha seguito lo stesso andamento, portandosi dai 69,5 €/MWh di ottobre ai 67 €/MWh di dicembre. Tutti i futures considerati si sono comunque assestati su livelli più alti rispetto al quarto trimestre del 2017.

ott-18 Futures		nov-18 Futures		dic-18 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
nov-18	75,8	dic-18	67,3	gen-19	64,7
dic-18	76,0	gen-19	69,6	feb-19	71,6
gen-19	75,2	feb-19	73,8	mar-19	72,6
trimestralli		trimestralli		trimestralli	
Q1 19	74,1	Q1 19	70,4	Q1 19	69,8
Q2 19	63,4	Q2 19	60,3	Q2 19	62,3
Q3 19	69,1	Q3 19	65,9	Q3 19	67,3
annuali		annuali		annuali	
Y1 19	69,5	Y1 19	66,2	Y1 19	67,0

Fonte: Reuters su dati EEX

IL MERCATO DEL GAS NATURALE

Domanda e offerta

Impieghi e fonti di gas naturale nel periodo gennaio-dicembre 2018 e confronto con gli anni precedenti

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2018	2017	2016	Var %	Var %
				2018 vs 2017	2017 vs 2016
Usi industriali	14,3	14,4	13,4	-0,8%	7,3%
Usi termoelettrici	23,4	25,4	23,3	-8,1%	9,2%
Impianti di distribuzione	32,3	32,6	31,5	-1,0%	3,4%
Rete terzi e consumi di sistema / line pack	2,4	2,3	2,2	4,2%	3,8%
Totale prelevato	72,3	74,7	70,4	-3,2%	6,1%

*Valori cumulati al 31 dicembre 2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2018	2017	2016	Var %	Var %
				2018 vs 2017	2017 vs 2016
Importazioni	67,4	69,2	65,0	-2,6%	6,5%
Produzione nazionale	5,1	5,2	5,6	-2,3%	-6,5%
Stoccaggi	-0,3	0,2	-0,2	(*)	(*)
Totale immesso (inclusi stoccaggi)	72,3	74,7	70,4	-3,2%	6,1%
Capacità massima	135,9	133,6	132,7		
Load factor	49,6%	51,8%	49,0%		

*Valori cumulati al 31 dicembre 2018

Il valore degli stoccaggi indica la movimentazione netta

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Nel 2018 i consumi di gas naturale hanno fatto registrare il primo calo dopo tre anni di crescita continua, segnando una diminuzione del 3,2% rispetto al 2017, per un totale di 72,3 miliardi di metri cubi consumati. I minori consumi sono frutto di un calo complessivo della domanda, fatto registrare in tutti e tre i settori principali: la variazione percentuale maggiore è stata fatta registrare dal comparto termoelettrico (-8,1%), mentre quello industriale e quello residenziale presentano decrementi decisamente più contenuti (-0,8% e -1%, rispettivamente).

La domanda residenziale, 32,3 miliardi/mc nel 2018, risulta appena minore (-0,3 miliardi di metri cubi) rispetto a quella registrata durante il 2017. Il calo è dovuto principalmente alle miti temperature registrate sul finire dell'anno, che hanno influito molto sui prelievi di gas ai fini di riscaldamento, andando sostanzialmente a bilanciare i forti consumi registrati durante il primo trimestre 2018 in seguito alle contingenze meteorologiche che hanno investito l'intero continente europeo.

È presumibile che la diminuzione dei consumi industriali, questi ultimi pari a 14,3 miliardi/mc nel 2018, sia da imputare al generale rallentamento dell'economia italiana, che ha manifestato i suoi effetti a partire dalla seconda metà dell'anno.

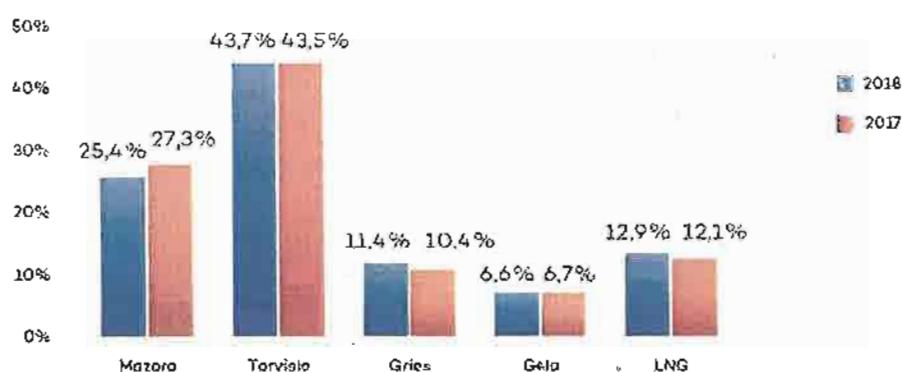
La minore richiesta di gas proveniente dal comparto termoelettrico (che si attesta a 23,4 miliardi/mc nel 2018), principale driver della crescita complessiva dei consumi di gas tra il 2015 e il 2017, è invece legata al maggior contributo registrato in fase di generazione di energia elettrica proveniente dalle fonti rinnovabili, e in particolare quello proveniente dal comparto idroelettrico, forte della maggiore disponibilità di acqua nei bacini derivante da una maggiore idraulicità rispetto al 2017.

m



Per quanto riguarda l'offerta, le importazioni dall'estero perdono circa 2,6 punti percentuali rispetto ai livelli del 2017, assestandosi sui 67,4 miliardi/mc. I flussi in ingresso presso l'*entry point* di Tarvisio (29,5 miliardi/mc) confermano ancora una volta la centralità del gas russo nel bilancio complessivo italiano (43,7% del mercato nazionale) nonostante una lieve diminuzione in termini di volumi complessivi importati (-2%); in diminuzione il saldo del gas proveniente dal Nord Africa, con le importazioni di gas algerino (che rimane comunque la seconda fonte di risorsa per il nostro paese, con un quota di mercato superiore al 25% nel 2018), presso il punto di entrata di Mazara del Vallo, che sono diminuite di circa il 9% e quelle di gas libico in ingresso a Gela che sono calate di circa il 4%; è risultato in aumento del 7%, invece, l'*import* da Passo Gries, assestandosi sui 7,7 miliardi di metri cubi nonostante le particolari condizioni di prezzo che hanno sfavorito le esportazioni di gas nord europeo durante le ultime settimane dell'anno; è inoltre nuovamente in ascesa il GNL (+3%), con quasi 8,7 miliardi/mc totali e una quota di mercato di quasi il 13%.

Importazioni per punto d'entrata sul totale*



*Valori cumulati al 31 dicembre 2018
Fonte: elaborazione REF-E su dati SRG

La produzione nazionale segna un nuovo rallentamento (-2,2%), facendo segnare un nuovo minimo storico con appena 5,1 miliardi/mc di gas prodotti.

Il saldo dei sistemi di stoccaggio (erogazioni +/- immissioni -) passa invece dai +0,2 miliardi/mc del 2017 a -0,3 miliardi/mc circa, per via delle maggiori iniezioni (11,8 miliardi/mc) registrate durante l'anno in seguito alle massicce erogazioni verso la rete che si sono rese necessarie durante le forti contingenze meteorologiche manifestatesi tra i mesi di febbraio e marzo.

Prezzi Ingrosso gas

Nel 2018, i prezzi all'ingrosso del gas naturale europeo e globale, nonostante la flessione registrata nell'ultimo trimestre dell'anno, mostrano nuovamente un *trend* rialzista. Queste le cause principali dell'incremento tendenziale dei prezzi: la crescita complessiva della domanda di gas mondiale (e di gas liquefatto in particolare), trainata dai paesi asiatici e in modo preponderante dalla Cina, che ha avuto importanti risvolti sui prezzi specialmente durante la prima metà dell'anno; i problemi che hanno coinvolto la produzione di gas olandese presso il bacino di Groningen e forzato il governo a mettere a punto un piano che prevede la chiusura del campo entro il 2031 e restrizioni alle estrazioni già nell'immediato; l'andamento dei prezzi del Brent, che hanno subito un progressivo rialzo in concomitanza dell'approssimarsi della riunione OPEC di giugno e, prima di calare repentinamente durante l'ultimo trimestre dell'anno, hanno raggiunto picchi superiori agli 80 \$/bbl tra settembre e ottobre; il significativo aumento dei prezzi degli ETS europei, influenzati soprattutto dall'approssimarsi dell'entrata in vigore del meccanismo della *Market Stability Reserve*.

In particolare, il TTF olandese fa segnare nel 2018 un valore medio delle quotazioni *spot* di 22,80 €/MWh, in aumento del 31,7% rispetto ai 17,32 €/MWh del 2017. Il prezzo medio CEGH si mostra in rialzo del 26,7%, con un valore medio di 22,98 €/MWh. Al PSV, il prezzo medio *spot* segna un +23,2% rispetto alle quote 2017, assestandosi sui 24,31 €/MWh e dimostrando ancora una volta come l'*hub* italiano continui a rimanere un mercato a premio rispetto quelli nord-europei, con un differenziale medio PSV-TTF di 1,51

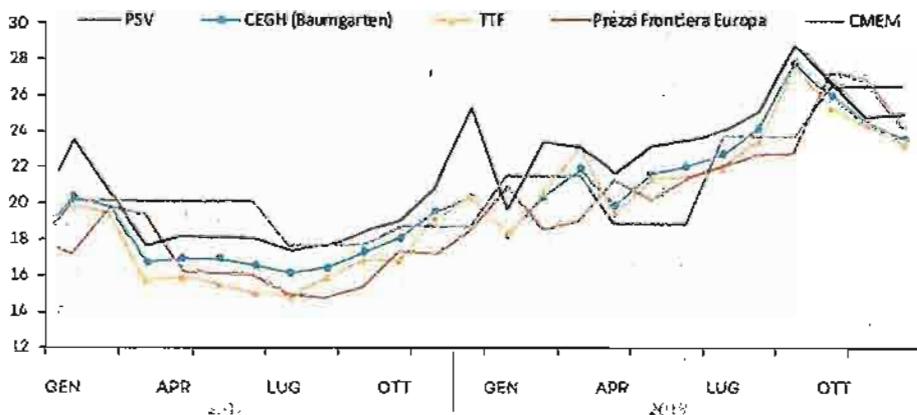
€/MWh (in calo, però, di oltre il 37% rispetto all'anno scorso per via del maggior aumento dei prezzi verificatosi presso gli *hub* nord europei rispetto a quello italiano).

Nel 2018 i prezzi alla frontiera, ancora in parte *oil-linked*, seguono il generale trend rialzista e si assestano su un livello medio europeo di 22,5 €/MWh, in crescita di quasi il 32% rispetto al 2017. La media dei prezzi italiani alla frontiera risulta superiore alla media europea, assestandosi sui 23,2 €/MWh.

Nel mercato italiano, il prezzo di sbilanciamento per l'anno 2018 è stato mediamente di 20,4 €/MWh, superiore di circa il 24% rispetto ai valori relativi al 2017. Sul mercato della piattaforma MGAS funzionali alla definizione del prezzo di sbilanciamento (MGP-GAS e MI-GAS), durante l'anno è stato scambiato complessivamente un volume pari a circa 3,9 miliardi/mc. Il mercato infra-giornaliero MI-GAS continua a rappresentare il comparto principale della piattaforma gestita dal GME, con un ammontare di volumi complessivamente scambiati pari a circa 2,64 miliardi/mc.

La c.d. "componente CMEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato e definita dall'ARERA sulla base delle quotazioni *forward* del TTF, risulta in aumento con una media pari a 22,91 €/MWh.

Prezzi all'ingrosso in Europa (€/MWh)



Ultimo dato 31 dicembre 2018
Fonte: elaborazioni REF-E su dati WSI - ARERA - Albo Scambisti

Per quanto riguarda i mercati internazionali, la crescente domanda proveniente dai paesi asiatici (in primis la Cina, per via delle politiche di *switching* dal carbone al gas fortemente promosse dal governo) ha innescato nei primi mesi dell'anno un *trend* rialzista globale dei prezzi del gas naturale, supportato dall'incremento dei prezzi del petrolio e, in Europa, dalle contingenze verificatesi nel continente e dall'andamento delle quotazioni della CO2; la tendenza *bullish* dei mercati è dunque perdurata fino all'inizio dell'attuale stagione invernale, quando, assieme al calo delle quotazioni del Brent, si sono manifestati, sia in Europa che nel nord-est asiatico, i primi effettivi segnali (preannunciati dai *forecast* meteo) di un inverno più mite della norma. In queste condizioni, i grandi quantitativi di gas approvvigionati nella prima metà dell'anno nel nord-est asiatico, hanno permesso di rallentare gli acquisti durante il secondo semestre, fornendo stimoli ribassisti sui prezzi di mercato.

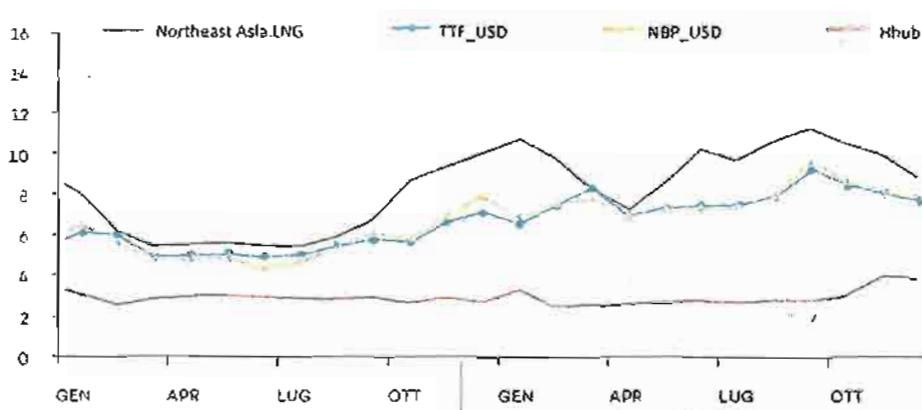
A livello annuale si registra comunque un aumento dei prezzi *spot* asiatici, la cui media si è attestata nel 2018 ad un livello di circa 9,9 \$/MMBtu, in crescita di oltre il 40% rispetto al 2017.

Anche in Gran Bretagna e negli USA, dove i bassi livelli di stoccaggio in corrispondenza dell'inizio della stagione invernale hanno fortemente influenzato (seppur per un breve periodo) l'andamento dei prezzi del gas agli *hub*, si sono nuovamente mostrate tendenze rialziste: nel Regno Unito il 2018 si è chiuso con una media di oltre 7,9 \$/MMBtu (+36,4% rispetto ai livelli del 2017), mentre negli USA, il prezzo medio all'*Henry Hub* ha raggiunto i 3,1 \$/MMBtu dopo aver toccato massimi di quasi 4,8 \$/MMBtu tra novembre e dicembre.

M



Prezzi LNG in euro



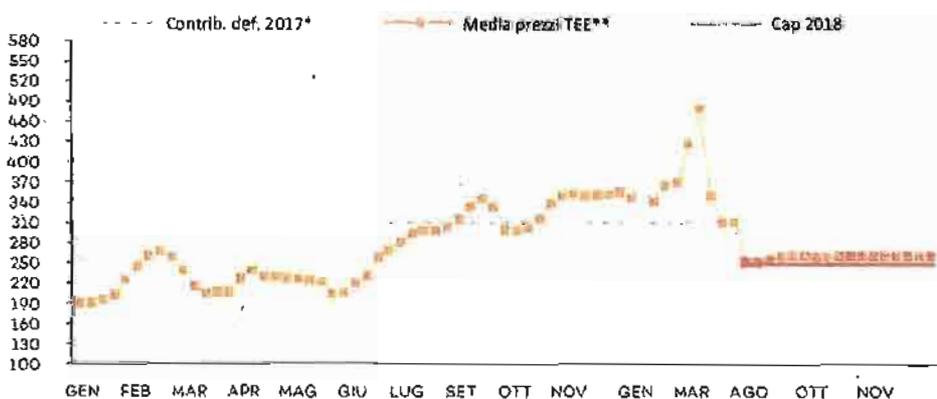
Ultimo dato 31 dicembre 2018
Fonte: elaborazioni REF-E su dati WGI

CERTIFICATI BIANCHI (TEE)

Andamento del mercato

Nel 2018 i prezzi dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) scambiati in borsa hanno registrato un nuovo aumento, toccando nei primi mesi dell'anno punte di prezzo di quasi 480 €/TEE. A partire dal mese di marzo però, i prezzi hanno invertito il trend rialzista assestandosi inizialmente attorno ai 250 €/TEE (valore del cap al rimborso in tariffa ottenibile dagli operatori fissato attraverso il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico dell'11 maggio 2018) e andando a convergere sui 260 €/TEE (prezzo dei TEE emessi dal GSE in caso di eccesso di domanda) a partire dal mese di settembre. La media annuale dei prezzi medi ponderati risulta complessivamente pari a circa 294 €/TEE, ovvero circa 25 €/TEE (equivalenti ad una variazione del 9,42%) in più rispetto a quella relativa all'anno precedente.

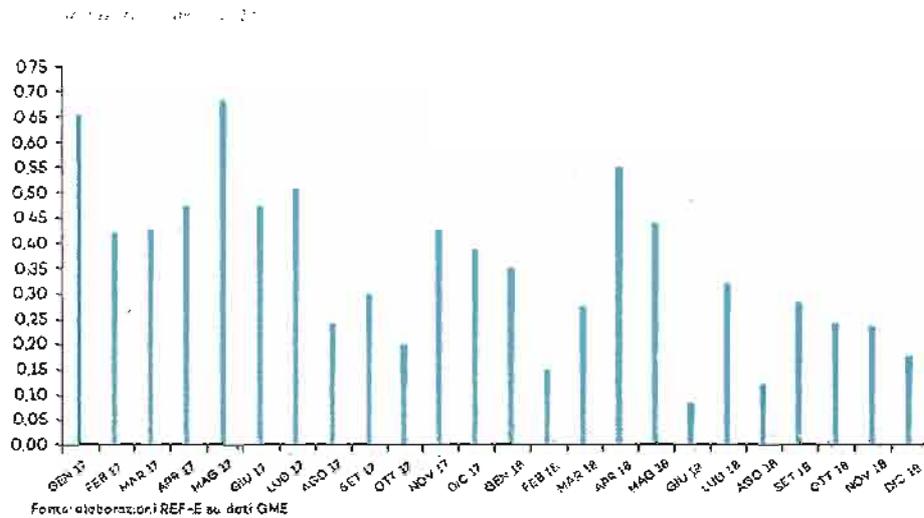
TEE: prezzo medio ponderato di borsa e contributo tariffario (€3/TEE)



* ARERA, DNRT/EFC/4/2016
** Elaborato REF-E su dati GME ultima quotazione 31/12/2018
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME ARERA

I volumi complessivi scambiati in borsa fanno registrare una diminuzione rispetto al 2017: il totale titoli scambiati è stato di circa 3,21 milioni (-38% rispetto al totale 2017) per via dei limiti imposti sull'offerta dei titoli. L'andamento dei volumi mostra dei picchi, seppur modesti, nei mesi di gennaio e luglio, oltre che nei mesi immediatamente precedenti la *compliance* per l'anno d'obbligo. Una contrazione graduale degli scambi si è poi registrata nell'ultimo trimestre dell'anno.

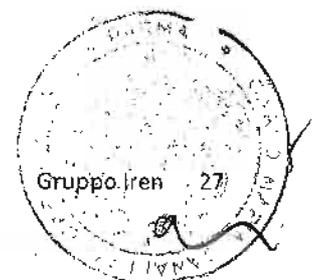
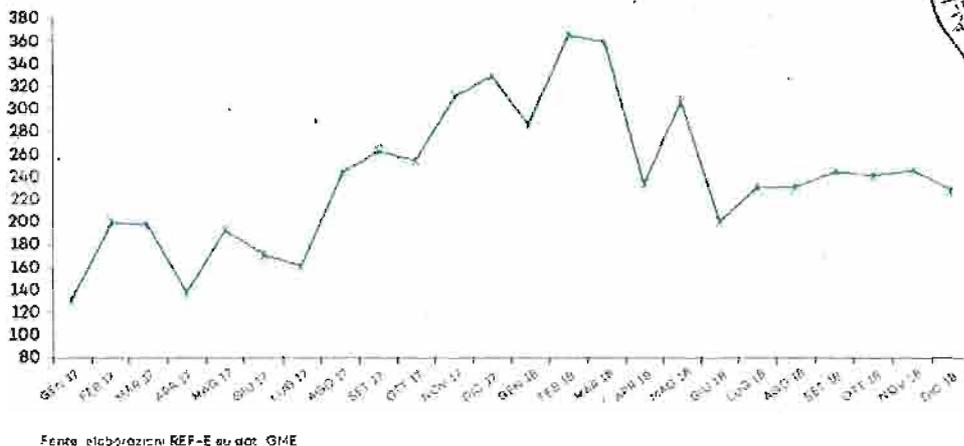
VOLUMI TOTALI MENSILI IN BORSA TEE (milioni di TEE)



Anche sul mercato OTC i prezzi hanno segnato significativi aumenti: il prezzo medio 2018 (263 €/TEE) è stato superiore a quello dell'anno precedente di circa 50 €/TEE. I prezzi più alti si sono registrati nel mese di febbraio, con punte superiori ai 360 €/TEE. Nel complesso, però, i prezzi OTC sono rimasti più bassi rispetto ai massimi di borsa.

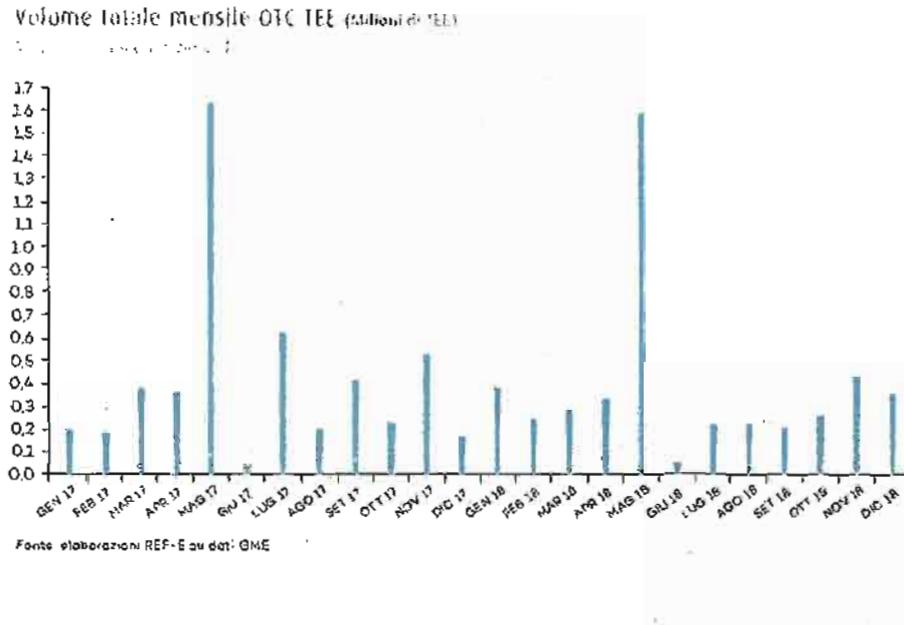
Prezzo medio ponderato mensile OTC TEE (€/TEE)

Il primo dato disponibile è fino al 2017



M

Anche i volumi OTC sono diminuiti rispetto al 2017, assestandosi a circa 4,54 milioni di TEE (contro gli oltre 5 milioni del 2017). Da segnalare il picco raggiunto nel mese di maggio, alla fine dell'anno d'obbligo, con un volume transato totale di circa 1,6 milioni di TEE, leggermente inferiore al volume registrato nel maggio 2017.



FATTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO

Conversione di n. 62.305.465 azioni di risparmio di Iren S.p.A. in azioni ordinarie

In forza della delega ricevuta dal Consiglio di Amministrazione in data 20 dicembre 2017, l'8 gennaio 2018 il Vice Presidente di Iren S.p.A., Prof. Avv. Ettore Rocchi, ha effettuato, con esito positivo, le verifiche in ordine alla sussistenza dei requisiti di cui all'art. 6 dello statuto sociale di Iren S.p.A. in capo agli investitori che hanno acquisito tutte le residue n. 62.305.465 azioni di risparmio di proprietà di FCT Holding S.p.A., finanziaria di partecipazioni interamente detenuta dal Comune di Torino, per la conversione alla pari in azioni ordinarie Iren.

Sulla base del predetto articolo dello Statuto l'alienazione delle azioni di risparmio possedute da FCT Holding ha comportato infatti la loro conversione in azioni ordinarie previa verifica che il trasferimento, a qualunque titolo, sia stato compiuto a favore di soggetti non collegati al Comune di Torino.

Il trasferimento è avvenuto a seguito delle ulteriori richieste di conversione (si veda quanto illustrato nei "Fatti di rilievo del periodo" del bilancio al 31 dicembre 2017) pervenute a partire dal 20 dicembre 2017, inerenti alle obbligazioni "exchangeable" emesse da FCT Holding il 30 dicembre 2015 per un ammontare di euro 150.000.000 e avente come sottostante complessive n. 80.498.014 azioni di risparmio e n. 290.353 azioni ordinarie Iren di proprietà dalla stessa.

A seguito della sopracitata conversione il capitale sociale della Società risulta costituito da sole azioni ordinarie.

Aggiudicazione di 4 lotti della gara Consip per la fornitura di energia elettrica alla Pubblica Amministrazione per il 2018

Il Gruppo, attraverso Iren Mercato, ha rafforzato la sua presenza come fornitore di energia elettrica alle Pubbliche Amministrazioni del Nord Ovest aggiudicandosi a gennaio 2018 quattro lotti della gara Consip EE15, per un valore complessivo della fornitura stimato in 365 milioni di euro di ricavi.

Iren Mercato si è dunque confermata, anche per il 2018, come fornitore di riferimento per le Pubbliche Amministrazioni della Lombardia (lotti 2 e 3) e dell'Emilia Romagna (lotto 6), mentre lo è nuovamente diventato per le Pubbliche Amministrazioni di Piemonte e Val d'Aosta (lotto 1), per un volume complessivo annuo delle forniture stimato in 2,4 TWh.

Tra i player che hanno partecipato alla gara l'offerta tecnico-economica di Iren Mercato è risultata la più competitiva, e per le forniture prevede sia prezzi fissi sia prezzi variabili legati al valore dell'energia nella borsa elettrica. Inoltre, grazie anche agli asset produttivi da fonte rinnovabile del Gruppo, le Pubbliche Amministrazioni interessate hanno la possibilità di acquistare energia "verde" certificata per tutti i quantitativi del proprio fabbisogno energetico. La convenzione con Consip ha durata 12 mesi, con possibilità di proroga per ulteriori sei. In tale ambito, Iren Mercato può accogliere ordinativi dalle Pubbliche Amministrazioni fino ad esaurimento dei tetti massimi di energia previsti in ciascun lotto.

Alienazione della partecipazione detenuta in Mestni Plinovodi

Il 9 marzo 2018 si è perfezionato il trasferimento da IRETI, società controllata da Iren S.p.A., ad Adriaplin d.o.o., società del gruppo ENI, della partecipazione pari al 49,88% nel capitale sociale di Mestni Plinovodi d.o.o., società attiva nella distribuzione e vendita del gas in Slovenia.

Il prezzo per il trasferimento della partecipazione è stato pari a 8 milioni di euro, con un beneficio economico pari a 3 milioni già rilevato nel bilancio al 31 dicembre 2017 a titolo di ripresa di valore della partecipazione alla luce della prevista cessione.

L'alienazione della partecipazione si inserisce nel percorso di razionalizzazione societaria sviluppato dal Gruppo Iren nell'ultimo triennio, comprendente anche la cessione di asset e partecipazioni ritenute *non-core*, al fine di liberare risorse finanziarie per cogliere opzioni di crescita all'interno delle proprie aree di riferimento.

Closing dell'aggregazione tra Iren e il Gruppo ACAM

L'11 aprile 2018 si è perfezionata l'aggregazione tra Iren e il Gruppo ACAM, attivo nella provincia di La Spezia nella gestione del servizio idrico integrato, nella gestione dei servizi ambientali e, in misura minore, nei servizi energetici.

La suddetta operazione era stata avviata nel maggio 2017 con la presentazione dell'offerta da parte di Iren nell'ambito della procedura trasparente promossa da ACAM per l'individuazione di un operatore economico con cui attuare un'aggregazione societaria ed industriale, ed era proseguita il 29 dicembre 2017 con la sottoscrizione di un accordo di investimento, soggetto a condizioni sospensive, tra Iren, ACAM S.p.A. e 31 soggetti pubblici soci di ACAM, con la contestuale deliberazione da parte del Consiglio di Amministrazione di Iren di un aumento di capitale a pagamento, in via scindibile, riservato ai soci di ACAM che avessero assunto l'impegno di cedere in favore della Società la propria intera partecipazione detenuta in ACAM stessa.

A seguito dell'avveramento di tutte le condizioni sospensive dedotte nell'accordo di investimento, tra cui il necessario nulla osta da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, l'operazione di aggregazione è stata realizzata attraverso:

- l'acquisizione da parte di Iren delle azioni ACAM detenute da 31 soggetti pubblici, pari alla sostanziale totalità del capitale sociale, a fronte di un corrispettivo complessivo pari ad euro 59.000.274,29 e
- la contestuale sottoscrizione da parte di 27 soci di ACAM di complessive 24.705.700 nuove azioni ordinarie di Iren S.p.A. nell'ambito dell'aumento di capitale ad essi riservato, rappresentanti l'1,90% del Capitale Sociale di Iren come risultante dall'aumento medesimo, per un controvalore pari a euro 52.623.141,00 (inclusivo di sovrapprezzo).

Il prezzo di sottoscrizione di ciascuna azione ordinaria Iren S.p.A. di nuova emissione è stato di euro 2,13, di cui euro 1,00 da imputare a capitale sociale ed euro 1,13 a titolo di sovrapprezzo. La Società ha proceduto a compensare il prezzo di sottoscrizione per le azioni di nuova emissione dovuto dai soci di ACAM sottoscrittori con il prezzo di compravendita del capitale sociale di ACAM dovuto da Iren, mentre il prezzo residuo dovuto dalla Società ai soci venditori e non sottoscrittori, pari complessivamente a euro 6.377.133,29, è stato corrisposto tramite pagamento in denaro.

I soci di ACAM che hanno sottoscritto l'Aumento di Capitale Riservato hanno contestualmente aderito al patto parasociale in essere fra i soggetti pubblici soci di Iren, apportando al sindacato di voto e di blocco ivi disciplinato tutte le azioni di nuova emissione dagli stessi sottoscritte nell'ambito dell'aumento di capitale (fatta eccezione per un solo socio che ha assunto un distinto impegno di non trasferimento delle azioni sottoscritte). Il patto parasociale scadrà a maggio del 2019, rinnovandosi tacitamente per ulteriori due anni, salvo disdetta.

Alla stessa data ACAM, ACAM Acque e ACAM Ambiente hanno provveduto a rimborsare integralmente le esposizioni debitorie in essere nei confronti dei relativi istituti finanziatori, pari a circa 130 milioni di euro. Conseguentemente a tale rimborso sono stati risolti l'accordo di ristrutturazione dei debiti ex art. 182 bis e ss. L.F., sottoscritto dalle società del Gruppo ACAM e omologato dal Tribunale di La Spezia, e l'annesso piano di riassetto, dunque privi di efficacia a fronte del raggiungimento degli scopi ivi previsti.

Per maggiori informazioni in merito ai termini e alle condizioni dell'operazione di aggregazione e dell'aumento di capitale, incluse tutte le relative condizioni, si rinvia a quanto riportato al capitolo "Fatti di rilievo dell'esercizio" della Relazione sulla Gestione al 31 dicembre 2017.

L'operazione di aggregazione con il Gruppo ACAM consente l'arricchimento del portafoglio di concessioni del Gruppo Iren con la possibilità, fra l'altro, di ambire, nei servizi idrici, a divenire l'operatore regionale ligure di riferimento e di consolidare, nei servizi ambientali, l'attuale posizionamento.

Assemblea degli Azionisti di IREN S.p.A.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Iren S.p.A., tenutasi il 19 aprile 2018, ha approvato il Bilancio della Società relativo all'esercizio 2017, la Relazione sulla gestione 2017 e la prima sezione della Relazione sulla remunerazione 2017, ed ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,07 euro per ciascuna delle 1.300.931.377 azioni ordinarie aventi diritto, incluse le n. 24.705.700 azioni ordinarie sottoscritte da parte dei soci di ACAM S.p.A. per effetto dell'aumento del capitale sociale ad essi riservato, deliberato dal

Consiglio di Amministrazione di Iren in data 29 dicembre 2017. Il dividendo è stato posto in pagamento a partire dal giorno 20 giugno 2018 (stacco cedola il 18 giugno 2018 e record date il 19 giugno 2018). Con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2017 si è concluso il mandato del Collegio Sindacale in carica. Per il triennio 2018-2020 l'Assemblea degli Azionisti ha pertanto provveduto a nominare, sulla base delle liste presentate: numero tre Sindaci effettivi nelle persone di Cristina Chiantia, Simone Caprari e Michele Rutigliano, eleggendo quest'ultimo Presidente del Collegio Sindacale; numero due Sindaci supplenti nelle persone di Marco Rossi e Donatella Busso. Il Collegio Sindacale rimarrà in carica sino alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio che si chiuderà il 31 dicembre 2020.

Accordo tra le società del Gruppo AMIAT, Iren Energia, Iren Mercato e il Comune di Torino

In data 12 luglio 2018 Iren S.p.A., in qualità di mandataria speciale con rappresentanza delle sue controllate AMIAT, Iren Energia e Iren Mercato, da un lato, e il Comune di Torino, dall'altro, hanno sottoscritto un Accordo volto a regolare, con struttura unitaria, il rientro progressivo dell'esposizione creditoria delle suddette società del Gruppo nei confronti del Comune stesso, nonché a riconciliare puntualmente alcune partite di credito in contestazione o non interpretate in modo concorde e, con l'occasione, a procedere alla revisione e rideterminazione di alcune delle obbligazioni previste nei rapporti contrattuali in essere.

L'Accordo si inquadra nell'ambito dei diversi rapporti esistenti tra il Comune di Torino, maggior cliente del Gruppo, e le suddette società; in particolare: AMIAT, affidataria dei servizi di gestione integrata dei rifiuti urbani e di viabilità invernale, nonché dei servizi e lavori relativi alla chiusura e alla gestione post-operativa dell'impianto di interrimento controllato di Basse di Stura e di ulteriori servizi connessi e/o complementari ai suddetti; Iren Energia, affidataria dei servizi di illuminazione pubblica e semaforico, nonché della gestione degli impianti termici ed elettrici degli immobili di proprietà comunale adibiti a servizi alla collettività; Iren Mercato, attualmente fornitore al Comune di energia termica per il teleriscaldamento e, in precedenza, di energia elettrica per l'illuminazione pubblica e gli impianti semaforici.

Le iniziative intraprese rappresentano una evoluzione della serie di addenda contrattuali sottoscritti tra il 2012 e il 2015 e, più specificamente, dell'accordo stipulato nel 2012 da Iren (anche in nome e per conto di Iride Servizi S.p.A., ora Iren Energia, e di Iren Mercato) con il Comune di Torino per finalità analoghe a quelle attuali, e comprendono anche l'avvio di progetti nell'ambito dei servizi già prestati. Per quanto interessa Iren, la conclusione dell'Accordo prevede in particolare:

- l'ottenimento del riconoscimento formale da parte del Comune della posizione creditoria del Gruppo, anche a seguito della riconciliazione di partite in contestazione o non interpretate in maniera concorde tra le parti;
- la contestuale formalizzazione di piani di rientro del credito scaduto al 30 giugno 2018 verso il Comune e la fissazione di obiettivi di progressiva riduzione dei saldi annuali di scaduto che il Comune si impegna a rispettare per consentire un ordinato incasso dei crediti ed un miglioramento della posizione finanziaria lorda del Gruppo, con l'obiettivo di addivenire al loro azzeramento entro il 2026;
- l'introduzione di meccanismi di compensazione di partite e l'impegno ad esprimere il consenso, da parte del Comune, alla eventuale cessione dei crediti maturati nei suoi confronti;
- l'introduzione di meccanismi di tutela in caso di inadempimento del Comune, con la previsione, fra le altre, di un'articolata applicazione della misura degli interessi di mora (come maggiorazione degli interessi applicati in base ai conti correnti), a seconda della rilevanza dell'inadempimento, e della facoltà di far decadere il Comune dal beneficio del termine e di procedere con la risoluzione dei conti correnti;
- l'abilitazione, anche a fronte della rideterminazione e revisione di alcune obbligazioni contrattuali precedenti, alla realizzazione di progetti industriali sulla base dei contratti di servizi in essere e l'espletamento della procedura di revisione triennale ordinaria prevista dal contratto di servizi AMIAT.

Si segnala che il percorso di definizione dell'Accordo ha preso avvio con l'approvazione, avvenuta in data 20 febbraio 2018 da parte del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (COPC), di una proposta, da sottoporre al Comune di Torino, di accordo preliminare tra la Società (mandataria speciale con rappresentanza di AMIAT, Iren Energia e Iren Mercato) e il Comune stesso, per addivenire ad un successivo Accordo (definitivo) teso a definire alcuni rapporti tra le parti.

Tale proposta di accordo preliminare è stata sottoposta al Comune di Torino che, con deliberazione della Giunta comunale del 27 marzo 2018, ha approvato i contenuti sostanziali dell'operazione. Il Comune e Iren hanno conseguentemente proceduto alla sottoscrizione di un Accordo Preliminare il 3 aprile, mediante scambio di corrispondenza, contenente gli elementi essenziali, i termini e le condizioni da riflettersi in



M

maniera completa e puntuale nel successivo l'Accordo Definitivo, che le parti si sono impegnate a negoziare in buona fede e definire in prima battuta entro il 30 giugno 2018 e, a seguito di concorde proroga, entro il 15 luglio 2018.

A valle delle successive interlocuzioni, le parti hanno deliberato di procedere alla sottoscrizione del contratto definitivo con delibera del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. assunta il 2 luglio 2018, dopo il rilascio del parere favorevole del COPC, e con delibere, in data 3 luglio, della Giunta comunale di Torino e dei competenti organi amministrativi delle altre società del Gruppo coinvolte nell'operazione. L'Accordo Definitivo è stato, come anzidetto, conseguentemente stipulato in data 12 luglio 2018.

La sottoscrizione da parte di Iren dell'accordo è stata configurata come operazione di maggiore rilevanza ai sensi dell'art. 4, comma 1, lettera a) del Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate adottato da CONSOB con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato, in quanto l'indice di rilevanza del controvalore dell'operazione supera la soglia del 5% della capitalizzazione di Iren S.p.A. In conseguenza di quanto esplicito, è stato emesso un documento informativo, pubblicato e depositato nei termini di legge, a cui si rimanda per maggiori informazioni.

Scissione di FSU con beneficiaria FCT Holding

Il 27 luglio 2018 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale asimmetrica di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. (FSU). Sino a tale data, la società era detentrica di una partecipazione pari al 32,67% del capitale sociale di Iren S.p.A., e risultava partecipata al 50% dal Comune di Genova e al 50%, indirettamente, dal Comune di Torino attraverso Finanziaria Città di Torino Holding S.p.A. (FCT Holding, interamente controllata da quest'ultimo). Per effetto della scissione:

- metà del patrimonio netto di FSU è stato assegnato a FCT Holding, contro l'annullamento della relativa partecipazione di quest'ultima in FSU e con conseguente riduzione della metà del capitale sociale;
- a seguito della riduzione del capitale, il Comune di Genova è dunque divenuto titolare del 100% del capitale sociale di FSU.

A seguito di tale operazione, FSU (interamente controllata dal Comune di Genova) e FCT Holding (interamente controllata dal Comune di Torino) sono venute a detenere ognuna, alla data di efficacia, una partecipazione in Iren S.p.A. pari al 16,335% del capitale sociale.

Acquisizione di Spezia Energy Trading

In data 6 settembre 2018 Iren Mercato ha acquisito Spezia Energy Trading, società controllata da Spienergy, con sede a La Spezia, e facente parte del Gruppo ENOI. Spezia Energy Trading opera nella commercializzazione di energia elettrica e gas sia ai clienti finali, in prevalenza Piccole e Medie Imprese (PMI), sia sul mercato all'ingrosso.

Sulla base degli accordi, a Spezia Energy Trading è stato conferito, prima del *closing* dell'operazione di acquisizione, tutto il portafoglio clienti di Spienergy, costituito da contratti in ambito energia elettrica per 1,6 TWh (corrispondenti a circa 42.500 POD) e da contratti in ambito gas per 0,26 TWh (corrispondenti a circa 1.300 PDR), distribuito in particolare nell'area centro nord. L'attività acquisita è interessata da un programma di ulteriore sviluppo ed integrazione con il portafoglio clienti di Iren Mercato.

L'operazione consente una forte accelerazione del piano di crescita in ambito PMI della Business Unit Mercato rispetto a quanto previsto nel piano industriale, avvalendosi di un portafoglio clienti di buona marginalità in territori contigui a quelli di riferimento del Gruppo ed insieme al potenziamento della rete di vendita indiretta integrato dallo sviluppo di nuovi canali distributivi.

Partnership industriale con Fratello Sole nel settore dell'efficienza energetica e dell'e-mobility

Il 7 settembre 2018 Iren Energia ha perfezionato una partnership industriale con Fratello Sole S.c.a.r.l., società operante a sostegno di enti solidaristici e di utilità sociale nell'ambito del risparmio dei costi energetici.

La partnership, nel rispetto dei principi contenuti nel Piano Industriale, ha ad oggetto la partecipazione alla neocostituita società Fratello Sole Energie Solidali S.r.l., impresa sociale senza scopo di lucro che si occuperà di fornire servizi di gestione ed efficientamento energetico relativamente al patrimonio immobiliare dei soci del terzo settore fondatori di Fratello Sole S.c.a.r.l.. L'operazione riguarda un patrimonio immobiliare

potenziale di 300 edifici e gli interventi si svilupperanno nei prossimi 4 anni, con la possibilità del parallelo sviluppo di progetti di e-mobility a favore dei clienti.

A seguito dell'operazione, Fratello Sole Energie Solidali è partecipata al 60% da Fratello Sole e al 40% da Iren Energia che agirà in qualità di partner tecnico.

La società sarà responsabile degli interventi di efficienza energetica e coinvolgerà il partner tecnico in qualità di soggetto attuatore e/o main contractor per le analisi di fattibilità, progettazione ed implementazione.

Emissione di un secondo Green Bond di 500 milioni di euro

A valere sul Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) in essere, il 12 settembre 2018 Iren S.p.A ha concluso con pieno successo l'emissione del suo secondo *Green Bond*, per un importo di 500 milioni di euro ed una durata di 7 anni, rafforzando ulteriormente il percorso di ottimizzazione del proprio profilo finanziario e la propria presenza nel segmento green, anche attraverso uno strutturato programma di emissioni incentrato principalmente sulla sostenibilità economica, ambientale e sociale dei progetti finanziati.

Tali titoli, che hanno un taglio unitario minimo di 100.000 euro e scadono il 19 settembre 2025, pagano una cedola lorda annua pari a 1,95% e sono stati collocati a un prezzo di emissione pari a 99,129%. Il tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza è pari a 2,085%, corrispondente ad un rendimento di 150 punti base sopra il tasso midswap a 7 anni. Il nuovo bond è quotato sul mercato regolamentato della Borsa d'Irlanda (Irish Stock Exchange) e presso il sistema multilaterale di negoziazione "ExtraMOT PRO", organizzato e gestito da Borsa Italiana, nel segmento dedicato al *Green Bond*.

Il *Green Bond* è destinato al finanziamento e rifinanziamento di progetti legati all'efficienza energetica, alle fonti rinnovabili, all'efficientamento nella gestione del ciclo dei rifiuti, alla depurazione delle acque reflue ed alla mobilità elettrica, tutti ambientalmente sostenibili e riconosciuti tali tramite certificazione da parte di un ente indipendente (DNV GL).

L'attuale emissione va ad aggiungersi al *Green Bond* di medesimo importo collocato nell'ottobre 2017; portando al totale di 1 miliardo di euro di emissioni "verdi" effettuate da Iren, pari a circa il 40% del proprio portafoglio obbligazionario, a testimonianza dell'impegno tangibile del Gruppo nell'inclusione delle tematiche "ESG" (Environment, Social and Governance) nel processo di studio e selezione delle opzioni strategiche di investimento.

Piano Industriale al 2023

Il 26 settembre 2018 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano Industriale al 2023, che conferma l'impianto strategico del precedente Piano con l'aggiunta di nuove opportunità di crescita derivanti dallo sviluppo conseguito negli ultimi quattro anni.

I principali trend che, nei prossimi anni, influenzeranno le strategie del Gruppo sono l'energia in transizione, lo sviluppo sostenibile, la rivoluzione tecnologica e il ruolo centrale del cliente/cittadino; da essi traggono origine le scelte alla base del Piano, riassumibili nei seguenti pilastri strategici fra loro correlati:

- **crescita organica**, legata allo sviluppo del servizio idrico integrato, alle attività a favore dei clienti, al teleriscaldamento, agli impianti di trattamento rifiuti e alla partecipazione alle gare gas;
- **efficienza**, con un'ulteriore azione verso l'efficientamento in aggiunta alle sinergie già conseguite nel triennio precedente, principalmente tramite iniziative di Performance Improvement;
- **clienti**: la ridefinizione del ruolo del cliente/cittadino, sempre più attivo e partecipe nelle scelte d'acquisto, orienta gli investimenti verso processi digitali di relazione con il cliente e verso un piano di sviluppo di servizi innovativi ad alto valore aggiunto (mobilità elettrica, efficienza energetica e New Downstream);
- **sostenibilità ambientale**, mediante la definizione di target "ESG" (Environment, Social, Governance) in risposta agli obiettivi fissati dalle Nazioni Unite in merito al cambiamento climatico attraverso l'uso delle risorse idriche, l'economia circolare, la decarbonizzazione e le città resilienti;
- **persone**: forte focus sulle competenze e su un'agile ed efficiente organizzazione, attraverso un miglioramento dei processi di Talent & Performance Management in termini di selezione intelligente delle risorse umane, di crescita formativa ed incentivazione delle stesse. Si prevede un forte ricambio generazionale supportato dall'inserimento di nuove risorse in misura maggiore rispetto alle uscite previste;
- **digitalizzazione e innovazione**: viene perseguito lo sviluppo attraverso la realizzazione diretta di progetti di Industria 4.0 e di digitalizzazione al fine di incrementare l'efficienza e offrire al

clienti/cittadini servizi in linea alle nascenti necessità. A ciò si aggiunge un programma di Corporate Venture Capital in un processo strutturato di open innovation.

Sulla base di tali pilastri strategici il Gruppo Iren si prefigge:

- un EBITDA di 1.020 milioni di euro nel 2023, con un aumento di circa 200 milioni rispetto al dato consuntivo 2017, principalmente dovuto a crescita organica (120 milioni) e sinergie (65 milioni);
- un utile netto di Gruppo, sempre nel 2023, pari a circa 300 milioni di euro;
- investimenti complessivi in arco piano, inclusi quelli già effettuati nell'esercizio in chiusura, pari a 3 miliardi di euro (superiori di 500 milioni rispetto al Piano Industriale precedente). Fra di essi, gli investimenti previsti nei settori regolati ammontano a 1,4 miliardi (di cui circa 1 miliardo destinato al potenziamento del ciclo idrico, attraverso l'efficientamento, lo sviluppo della rete idrica e la realizzazione di impianti di trattamento acque). Agli investimenti di sviluppo, associati al teleriscaldamento, all'efficienza energetica, agli impianti di trattamento e alla riconferma delle concessioni della distribuzione gas, sono riservati circa 900 milioni. Infine, sono previsti circa 700 milioni di euro di manutenzione sulle attività non regolate;
- una generazione di cassa che permetta di raggiungere un rapporto Posizione finanziaria netta/EBITDA al 2023 pari a 2,3x, al di sotto del valore di 3,0x ritenuto al momento adeguato per ottimizzare la struttura finanziaria del Gruppo, di modo da consentire la destinazione di risorse finanziarie aggiuntive ad altre opzioni di crescita per linee interne ed esterne, non incluse negli obiettivi di piano ma già chiaramente identificate;
- un dividendo previsto di 8,4 €/azione per l'esercizio 2018, in aumento del 20% rispetto all'ultimo distribuito. Inoltre, si prevedono incrementi successivi costanti nell'ordine del 10% annuo, con un dividendo pari a 13,5 €/azione nel 2023. Dal 2019 il *pay-out ratio* è previsto attestarsi al 50% - tale remunerazione è compatibile con il mantenimento del livello di investment grade (Rating Fitch pari a BBB).

Acquisizione di Maira S.p.A.

Iren Energia ha perfezionato, il 28 settembre 2018, l'operazione di acquisizione della quota di controllo di Maira S.p.A., con sede legale a San Damiano Macra (CN). L'operazione prevede altresì la possibilità di esercizio da parte di Iren Energia, all'avveramento di determinate condizioni, di un'opzione call per l'acquisto del 60% delle quote della partecipata Alpen 2.0 S.r.l., avente sede legale a Torino.

Maira è una società attiva nella realizzazione e nella gestione di impianti idroelettrici in Piemonte e attualmente ha in concessione e gestisce 3 impianti mini idroelettrici per una potenza installata complessiva di 5 MW, con una produzione annua di circa 15 GWh.

Alpen 2.0 S.r.l. è stata costituita per diventare una piattaforma di acquisizione ed esercizio di impianti mini idroelettrici principalmente nell'area del Nord Ovest ed ha in corso lo sviluppo di alcuni progetti *greenfields* sul territorio piemontese, per una producibilità complessiva di circa 18 GWh/anno.

L'operazione si inserisce in un percorso di sviluppo della Business Unit Energia attraverso il rafforzamento della presenza sui territori di riferimento del Gruppo, con particolare riferimento alla produzione da fonte rinnovabile.

Acquisizione del 48,85% di SETA, operatore pubblico nell'area nord di Torino

In data 17 ottobre 2018 Iren Ambiente ha perfezionato l'operazione di acquisizione da SMC Smaltimenti controllati S.p.A. (Gruppo Waste Italia) di un ramo di azienda costituito dalla partecipazione del 48,85% del capitale sociale della Società Ecologica Territorio Ambiente (SETA) S.p.A. e dalle attività di chiusura e gestione post mortem della discarica di Chivasso O.

SETA è affidataria del servizio integrato di raccolta dei rifiuti urbani nell'ambito del Bacino 16 (Provincia di Torino) per circa 228 mila abitanti serviti in una trentina di comuni dell'area a nord di Torino. La società è controllata al 51,15% da alcuni comuni facenti parte del Consorzio di Bacino 16, sia direttamente per il 32,37% e sia indirettamente per il tramite dell'ente consortile stesso che ne detiene il 18,78%.

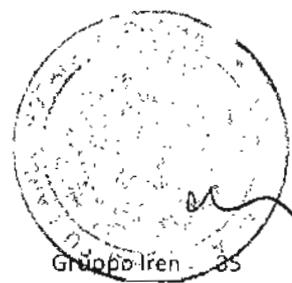
L'operazione si è concretizzata al termine di un percorso che ha visto Iren Ambiente manifestare il proprio interesse all'acquisizione del ramo di azienda nell'ambito di una procedura di concordato preventivo richiesta da SMC ed avviata presso il Tribunale di Milano nel mese di luglio 2018. Il prezzo di acquisto del ramo è stato pari a 2,9 milioni di euro.

SETA ha in organico oltre 230 dipendenti ed ha realizzato nel 2017 ricavi per 36,3 milioni di euro, con un totale annuo di rifiuti raccolti pari a circa 90 Kton. L'ingresso nel capitale della società consentirà di

realizzare importanti sinergie con le altre realtà del Gruppo che operano nel territorio dell'area metropolitana torinese.

Conferma del rating Iren

In data 28 novembre 2018 l'agenzia Fitch ha confermato per il Gruppo il rating "BBB" (Investment grade), con outlook stabile. Il giudizio si basa principalmente sull'aggiornamento del piano Industriale al 2023 che, in continuità rispetto agli anni precedenti, conferma la prevalenza delle attività regolate e quasi regolate (pari a circa il 70% del Margine Operativo Lordo), nonché sui risultati positivi raggiunti negli ultimi esercizi. Fitch, infine, nell'esprimere il suo giudizio valuta positivamente la disciplina finanziaria del management nel perseguire i target fissati.



m

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Situazione economica

CONTO ECONOMICO DEL GRUPPO IREN

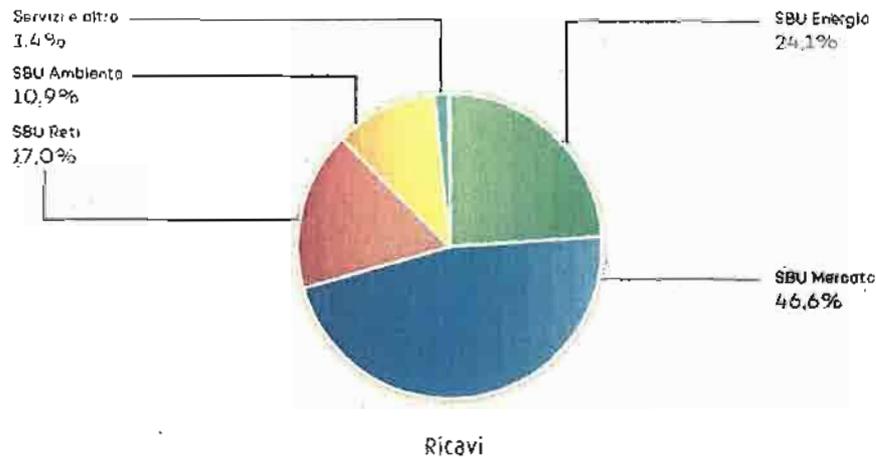
migliaia di euro

	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	3.764.386	3.448.664	9,2
Variatione dei lavori in corso	(84)	(22.792)	(99,6)
Altri proventi	276.387	271.263	1,9
Totale ricavi	4.040.689	3.697.135	9,3
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.377.066)	(1.248.639)	10,3
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(1.271.959)	(1.166.638)	9,0
Oneri diversi di gestione	(64.653)	(99.814)	(35,2)
Costi per lavori interni capitalizzati	33.198	27.724	19,7
Costo del personale	(393.618)	(389.552)	1,0
Totale costi operativi	(3.074.098)	(2.876.919)	6,9
MARGINE OPERATIVO LORDO	966.591	820.216	17,8
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(354.947)	(321.865)	10,3
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(52.217)	(46.660)	11,9
Altri accantonamenti e svalutazioni	(28.933)	(31.342)	(7,7)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(436.097)	(399.867)	9,1
RISULTATO OPERATIVO	530.494	420.349	26,2
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	42.844	46.246	(7,4)
Oneri finanziari	(148.976)	(128.678)	15,8
Totale gestione finanziaria	(106.132)	(82.432)	28,8
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	776	22.532	(96,6)
Rettifica di valore di partecipazioni	(35.614)	8.670	(*)
Risultato prima delle imposte	389.524	369.119	5,5
Imposte sul reddito	(116.287)	(104.359)	11,4
Risultato netto delle attività in continuità	273.237	264.760	3,2
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	273.237	264.760	3,2
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	242.116	237.720	1,8
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	31.121	27.040	15,1

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Nell'esercizio 2018 il Gruppo ha conseguito ricavi per 4.041 milioni di euro, in aumento del 9,3% rispetto ai 3.697 milioni di euro dell'esercizio 2017. Concorrono all'incremento dei ricavi l'ampliamento del perimetro di consolidamento: Salerno Energia Vendite e il gruppo Iren Rinnovabili, consolidate rispettivamente dal 1° maggio 2017 e dal 1° gennaio 2018, Maira e Spezia Energia Trading consolidate da ottobre 2018, ed in particolare le società del gruppo ACAM La Spezia, a partire dal 1° aprile 2018. Oltre che dall'incremento dei prezzi delle commodities, i ricavi sono favorevolmente influenzati da importanti sopravvenienze legate alla gestione dei certificati di efficienza energetica e dalla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere della business unit Mercato.

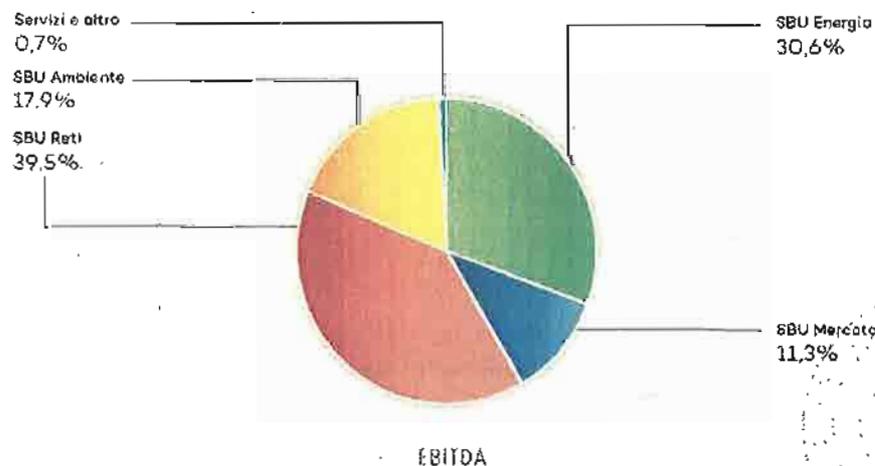


Margine Operativo Lordo

il margine operativo lordo ammonta a 967 milioni di euro, in crescita del 17,8% rispetto agli 820 milioni dell'esercizio 2017.

Il 2018 si è caratterizzato per un peggioramento dello scenario energetico, con conseguente pressione sui margini dei settori energetici, sia di produzione di energia elettrica che di vendita gas. Tuttavia, il miglioramento della gestione dei certificati di efficienza energetica, in parte grazie al riconoscimento di maggiori quantitativi e principalmente per effetto dell'emergere di sopravvenienze legate alla loro valorizzazione conseguente ad un incremento dei prezzi di mercato, ha consentito di assorbire gli effetti negativi di tale scenario. L'impatto economico di detta sopravvenienza è di 60 milioni. L'esercizio ha inoltre beneficiato di una ulteriore sopravvenienza attiva di 41 milioni riconducibile alla revisione della stima di crediti per fatture da emettere prevalentemente relativi alla vendita di gas.

Il miglioramento del margine, oltre che dalle componenti straordinarie di cui sopra, deriva inoltre dalle sinergie operative, dall'incremento della produzione idroelettrica, che ha beneficiato di un'idraulicità particolarmente favorevole, e dalle variazioni di perimetro connesse al consolidamento di Salerno Energia Vendite, Spezia Energia Trading, del gruppo ACAM La Spezia e del gruppo Iren Rinnovabili.



m

Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 530 milioni di euro, in aumento del +26,2% rispetto ai 420 milioni di euro dell'esercizio 2017. Si registrano maggiori ammortamenti per circa 33 milioni di euro, di cui circa 12 milioni di euro attribuibili all'ampliamento del perimetro di consolidamento sopra citato, oltre a maggiori accantonamenti netti e svalutazioni per circa 3 milioni di euro.

Oneri e Proventi finanziari

Le componenti economiche di natura finanziaria esprimono un saldo di oneri finanziari netti di 106,1 milioni di euro (82,4 milioni di euro nell'esercizio 2017).

In particolare, gli oneri finanziari ammontano a 149 milioni (128,7 milioni nel 2017). L'aumento rispetto all'esercizio precedente è principalmente imputabile ai maggiori oneri per operazioni di liability management; la diminuzione del costo medio dell'indebitamento finanziario ne mitiga gli effetti.

I proventi finanziari ammontano a 42,8 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai 46,2 milioni del 2017.

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

I risultati pro-quota delle società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto ammontano complessivamente a +0,7 milioni di euro.

Il dato dell'esercizio 2017, significativamente superiore e pari a +22,5 milioni, annoverava fra l'altro il pro-quota dei risultati positivi di OLT Offshore LNG Toscana (+12,5 milioni di euro), conseguiti a seguito della favorevole definizione dello scenario regolatorio, collegata alla remunerazione addizionale del capitale investito relativa a precedenti esercizi, nonché l'utile del gruppo ASTEA, influenzato dalla plusvalenza realizzata a seguito della cessione della sua controllata ASTEA Energia.

Rettificazione di valore di partecipazioni

Tale voce si attesta nel periodo a -35,6 milioni di euro, ed è in gran parte riferita:

- alla svalutazione integrale della partecipazione in OLT Offshore LNG Toscana per 27,7 milioni, operata per l'allineamento al fair value previsto in conseguenza della probabile cessione, alla luce delle risultanze emerse nel programma di attività avviato a tal fine;
- alle svalutazioni riferite alle partecipate Acque Potabili (5 milioni) e AMAT (2,1 milioni, ad azzeramento del valore), operate rispettivamente in ragione delle prospettive di incertezza reddituale e dell'avverso contesto regolatorio.

Il dato dell'esercizio precedente (+8,7 milioni di euro) includeva principalmente gli effetti della rideterminazione al fair value delle interessenze pregresse in alcune collegate, parzialmente compensata dalla svalutazione integrale della partecipata Fingas.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 389,5 milioni di euro, in aumento rispetto ai 369,1 milioni dell'esercizio 2017 (+5,5%).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del periodo sono pari a 116,3 milioni di euro, in aumento del 11,4% rispetto al periodo di confronto, anche in correlazione all'incremento del risultato ante imposte, con un tax rate effettivo pari al 29,9% (28,3% nell'esercizio 2017). L'incremento del tax rate è dovuto soprattutto a componenti di reddito negativi straordinari non deducibili.

Risultato netto del periodo

In conseguenza di quanto sopra esposto, nell'esercizio si rileva un risultato netto sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente (+3,2%), che si attesta a 273,2 milioni di euro. Il dato è riconducibile al risultato di pertinenza del Gruppo per 242,1 milioni, mentre l'utile attribuibile alle minoranze è pari a 31,1 milioni.

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2018	31.12.2017	Var. %
Attivo Immobilizzato	5.786.294	5.412.159	6,9
Altre attività (Passività) non correnti	(431.648)	(177.981)	(*)
Capitale circolante netto	132.325	181.869	(27,2)
Attività (Passività) per imposte differite	148.745	64.011	(*)
Fondi rischi e Benefici al dipendenti	(621.063)	(618.194)	0,5
Attività (Passività) destinate a essere cedute	524	8.724	(94,0)
Capitale investito netto	5.015.177	4.870.588	3,0
Patrimonio netto	2.562.371	2.498.803	2,5
Attività finanziarie a lungo termine	(147.867)	(165.767)	(10,8)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	3.013.303	3.023.888	(0,4)
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.865.436	2.858.121	0,3
Attività finanziarie a breve termine	(849.993)	(675.468)	25,8
Indebitamento finanziario a breve termine	437.363	189.132	(*)
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(412.630)	(486.336)	(15,2)
Indebitamento finanziario netto	2.452.806	2.371.785	3,4
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	5.015.177	4.870.588	3,0

(*) Variazione superiore al 100%

(1) Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'apposito allegato al bilancio consolidato

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali dell'esercizio.

L'attivo immobilizzato al 31 dicembre 2018 ammonta a 5.786 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2017, quando era pari a 5.412 milioni. L'aumento (+374 milioni) è da ricondursi essenzialmente alla somma algebrica delle seguenti determinanti:

- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (447 milioni), gli ammortamenti (100 milioni) e le dismissioni (23 milioni) del periodo;
- le attività acquisite, comprensive dell'avviamento, a seguito del consolidamento del gruppo ACAM e di ReCos, in gran parte costituite da impiantistica relativa al servizio idrico integrato e alla filiera ambiente (263 milioni) oltre che di Malra (9 milioni), principalmente inerenti ad asset mini-idroelettrici, e di Spezia Energy Trading (5 milioni).

Per maggiori informazioni sul dettaglio settoriale degli investimenti del periodo si rimanda al successivo capitolo "Analisi per settori di attività".

Le "Altre attività (Passività) non correnti" esprimono un saldo negativo pari a 432 milioni di euro. L'incremento della passività netta rispetto al 31 dicembre 2017, pari a 254 milioni di euro, è in gran parte riconducibile all'iscrizione di risconti passivi a lungo termine, relativi sia all'effetto cumulato al 1° gennaio 2018 del cambio di trattamento contabile dei contributi di allacciamento, adottato a partire da tale data a seguito dell'entrata in vigore dell'IFRS 15 - *Ricavi da contratti con i clienti*, sia alla variazione di perimetro dovuta al consolidamento delle società del gruppo ACAM.

L'iscrizione dell'effetto fiscale derivante dalla prima applicazione dell'IFRS 15 sopra richiamata ha determinato buona parte dell'aumento della voce Attività (Passività) per imposte differite, che si incrementa di 85 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 attestandosi a 149 milioni al termine del periodo.

Il Capitale Circolante Netto è pari a 132 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 dicembre 2017); la diminuzione (-50 milioni, pari al 27,2%) è riconducibile principalmente, da un lato, al decremento della posizione relativa ai titoli di efficienza energetica e, dall'altro, all'andamento delle componenti commerciali e tariffarie.



m

I "Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti" ammontano a 621 milioni di euro e risultano sostanzialmente in linea rispetto al dato del 31 dicembre 2017.

Il decremento della voce "Attività (Passività) destinate ad essere cedute", pari a 8 milioni di euro, è relativo all'alienazione della partecipazione nella collegata Mestni Plinovodi avvenuta nel periodo. Si segnala inoltre che in tale voce è stata classificata la partecipazione in OLT Offshore LNG Toscana, integralmente svalutata come evidenziato in precedenza nel commento alla situazione economica alla voce "Rettifica di valore di partecipazioni".

Il Patrimonio Netto ammonta a 2.562 milioni di euro, contro i 2.499 milioni del 31 dicembre 2017 (+64 milioni). Le principali movimentazioni del periodo sono inerenti, oltre al risultato netto (+273 milioni), all'effetto cumulato al 1° gennaio 2018 derivante dalla prima applicazione degli IFRS 9 e 15 (-138 milioni), all'aumento di capitale, con relativo sovrapprezzo, sottoscritto dagli enti pubblici soci ex ACAM (+53 milioni), all'erogazione di dividendi (-113 milioni) ed alla variazione della riserva cash flow hedge (-16 milioni).

L'indebitamento finanziario netto al termine del periodo è pari a 2.453 milioni di euro, in aumento di 81 milioni rispetto al 31 dicembre 2017 (+3,4%). L'incremento risente delle business combinations avvenute nell'esercizio, in particolare per l'acquisizione del gruppo ACAM, per circa 180 milioni.

Per ulteriori dettagli analitici si rinvia al rendiconto finanziario di seguito presentato.

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

Variazione indebitamento finanziario netto

Il seguente prospetto dettaglia la movimentazione dell'indebitamento finanziario netto di Gruppo avvenuta nel periodo.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Var. %
A. (Indebitamento) Finanziario Netto iniziale	(2.371.785)	(2.457.107)	(3,5)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	273.237	264.760	3,2
Rettifiche per movimenti non finanziari	738.824	611.342	20,9
Erogazioni benefici ai dipendenti	(16.764)	(5.675)	(*)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(40.272)	(26.625)	51,3
Variazione altre attività/passività non correnti	13.450	22.721	(40,8)
Altre variazioni patrimoniali	(58.329)	(17.586)	(*)
Imposte pagate	(128.947)	(123.338)	4,5
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	781.199	725.599	7,7
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(3.302)	(65.705)	(95,0)
D. Cash flow operativo (B+C)	777.897	659.894	17,9
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(446.984)	(357.299)	25,1
Investimenti in attività finanziarie	(800)	(17.486)	(95,4)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	22.780	7.164	(*)
Variazione area di consolidamento	(231.324)	(66.575)	(*)
Dividendi incassati	3.339	4.143	(19,4)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(652.989)	(430.053)	51,8
F. Free cash flow (D+E)	124.908	229.841	(45,7)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Aumento capitale	52.622	-	-
Erogazione di dividendi	(113.080)	(89.965)	25,7
Interessi pagati	(113.539)	(157.866)	(28,1)
Interessi incassati	14.595	15.589	(6,4)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(15.945)	24.000	(*)
Altre variazioni	(30.582)	63.723	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(205.929)	(144.519)	42,5
H. Variazione (Indebitamento) Finanziario Netto (F+G)	(81.021)	85.322	(*)
I. (Indebitamento) Finanziario Netto finale (A+H)	(2.452.806)	(2.371.785)	3,4

(*) Variazione superiore al 100%

L'incremento dell'indebitamento finanziario deriva dalle seguenti determinanti:

- un *cash flow* operativo pari a +778 milioni, superiore a quanto registrato nel 2017;
- un flusso finanziario da attività di investimento (-653 milioni) che sconta gli investimenti tecnici del periodo (447 milioni, in aumento rispetto ai 357 milioni del 2017) e l'effetto dell'acquisizione delle società del gruppo ACAM, ReCos, Maira e Spezia Energy Trading (231 milioni, presenti alla voce "variazione area di consolidamento"), al netto del *cash-in* derivante dalla cessione della partecipazione in Mestni Plinovodi e di alcuni rami d'azienda relativi a gestioni idriche di ambiti non di riferimento del Gruppo (per un totale di 23 milioni, presenti alla voce "Realizzo investimenti ed attività destinate ad essere cedute"). Si evidenzia che, non considerando gli effetti della variazione dell'area di consolidamento, il flusso finanziario da attività di investimento porterebbe ad un *free cash flow* del periodo superiore a quello dell'esercizio 2017;
- per quanto riguarda le componenti del flusso finanziario dell'attività di finanziamento (pari a -206 milioni di euro), si segnala che le uscite relative ai dividendi erogati (-113 milioni) e agli interessi netti pagati nel periodo (-99 milioni) sono parzialmente compensate dal flusso positivo derivante dall'aumento di capitale riservato ai soci pubblici ex ACAM per 53 milioni.

Si segnala infine che il rendiconto finanziario redatto secondo la configurazione espressa come variazione delle disponibilità liquide è presentato nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato.

ANALISI PER SETTORI DI ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

- Reti (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti distribuzione del gas, Servizio Idrico Integrato)
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti)
- Energia (Produzione Idroelettrica e da altre fonti rinnovabili, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento, Produzione termoelettrica)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore)
- Altri servizi (Illuminazione Pubblica, Servizi global service, servizi di efficienza energetica ed altri minori).

Tali segmenti operativi sono presentati in accordo all'IFRS 8 che richiede di basare l'informativa di settore sugli elementi che il management utilizza nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche.

Ai fini di una corretta lettura dei conti economici relativi alle singole attività, esposti e commentati nel seguito, si precisa che i ricavi ed i costi riferiti alle attività comuni sono stati interamente allocati sul business, in base all'utilizzo effettivo dei servizi forniti oppure in base a driver tecnico-economici.

L'informativa di settore che segue non contiene l'informativa secondaria di settore per area geografica data la sostanziale univocità territoriale in cui il Gruppo opera prevalentemente.

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto comparato ai valori al 31 dicembre 2017 e i conti economici dell'esercizio 2018 (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati dell'esercizio 2017.

Nell'esercizio 2018, in linea con i contributi 2017, le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 27%, le attività regolate pesano per il 45%, mentre le attività semi-regolate per il 28%. La contribuzione di attività regolate e non regolate è determinata escludendo l'effetto straordinario e non ripetibile relativo alla valorizzazione dei certificati di efficienza energetica riportato a commento del settore energia e al netto dell'effetto di revisione della stima dei crediti per fatture da emettere così come descritto a commento del settore mercato.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2018

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	2.609	946	1.882	146	61	142	5.786
Capitale circolante netto	(21)	70	47	41	(5)		132
Altre attività e passività non correnti	(610)	(156)	(122)	(7)	(8)		(903)
Capitale investito netto (CIN)	1.978	860	1.807	180	49	142	5.015
Patrimonio netto							2.562
Posizione Finanziaria netta							2.453
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							5.015

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2017

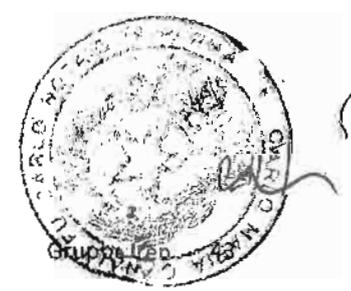
	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	2.272	933	1.876	131	32	168	5.412
Capitale circolante netto	59	50	50	10	14		182
Altre attività e passività non correnti	(435)	(166)	(101)	(25)	4		(723)
Capitale investito netto (CIN)	1.896	817	1.825	116	49	168	4.871
Patrimonio netto							2.499
Posizione Finanziaria netta							2.372
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.871

Conto Economico per settori di attività esercizio 2018

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totale ricavi e proventi	947	610	1.345	2.602	83	(1.546)	4.041
Totale costi operativi	(605)	(455)	(1.020)	(2.463)	(77)	1.546	(3.074)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	342	155	325	139	6	-	967
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(166)	(80)	(137)	(53)	(1)	-	(437)
Risultato operativo (EBIT)	176	75	188	86	5	-	530

Conto Economico per settori di attività esercizio 2017

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totale ricavi e proventi	936	551	1.104	2.418	127	(1.438)	3.697
Totale costi operativi	(600)	(402)	(849)	(2.307)	(157)	1.438	(2.877)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	336	149	255	111	(31)	-	820
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(157)	(81)	(117)	(42)	(2)	-	(400)
Risultato operativo (EBIT)	179	67	138	69	(33)	-	420



m

A partire dal 1° gennaio 2018 il conto economico consolidato del Gruppo accoglie le grandezze economiche delle società del gruppo Iren Rinnovabili, a partire dal 1° aprile 2018 quelle delle società del gruppo ACAM La Spezia e, da ottobre 2018, di Maira e di Spezia Energy Trading; i risultati economici dell'esercizio 2018 sono quindi influenzati dall'inclusione di tali grandezze nel perimetro di consolidamento. Si segnala inoltre che le voci di conto economico comprendono, lungo l'intero arco temporale in oggetto, i risultati della controllata Salerno Energia Vendite, mentre nel 2017 erano inclusi a partire dal 1° maggio.

SBU Reti

Nell'esercizio 2018 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 947 milioni di euro, in lieve crescita del +1,2% rispetto ai 936 milioni di euro dell'esercizio 2017. Concorre all'incremento dei ricavi il consolidamento di ACAM Acque a far data dal 1° aprile 2018.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a 342 milioni di euro in aumento del +1,6% rispetto ai 336 milioni di euro dell'esercizio 2017.

Il risultato operativo netto (EBIT) è stato pari a 176 milioni di euro (-1,4% rispetto 179 milioni di euro dell'esercizio 2017). La dinamica positiva del margine operativo lordo è più che compensata dai maggiori ammortamenti per circa 13 milioni di euro e minori accantonamenti netti, al netto di svalutazioni, per circa 5 milioni di euro.

Di seguito vengono esposte le dinamiche dei margini operativi lordi dei settori interessati.

		Esercizio 2018	Esercizio 2017	Δ %
Ricavi	€/mil.	947	936	1,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	342	336	1,6%
<i>Ebitda Margin</i>		36,1%	35,9%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 74	76	-2,9%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 80	87	-7,6%
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 188	173	8,3%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	176	179	-1,4%
Investimenti	€/mil.	268	207	29,0%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 44	31	42,4%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 59	55	7,0%
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 165	121	35,7%
Energia elettrica distribuita	GWh	3.836	4.248	-9,7%
Gas immesso in rete	Mmc	1.303	1.305	-0,2%
Acqua Venduta	Mmc	187	181	3,1%

SBU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 74 milioni di euro, in flessione del -2,9% rispetto ai 76 milioni di euro dell'esercizio 2017.

La flessione del margine è da ricondursi principalmente ai minori ricavi di allacciamento e da sopravvenienze attive relative al trasporto elettrico manifestatesi nel 2017 e non più ripetibili, parzialmente compensati da minori costi operativi e da un aumento della perequazione elettrica.

Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 44 milioni di euro in aumento del +42,4% rispetto ai 31 milioni di euro dell'esercizio 2017, prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine BT/MT e linee BT/MT oltre al completamento di alcune cabine primarie.

SBU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione gas ammonta a 80 milioni di euro, in diminuzione del -7,6% rispetto agli 87 milioni di euro dell'esercizio 2017. La flessione del margine è da ricondursi principalmente ad un effetto, negativo in rapporto al 2017, legato ai titoli di efficienza energetica, soltanto parzialmente compensato dal miglioramento del vincolo-ricavi (VRT).

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 59 milioni di euro, in aumento del +7% rispetto ai 55 milioni del 2017, e riguardano quanto previsto dalle delibere di ARERA, in particolare l'adeguamento della rete alla protezione catodica e l'installazione di misuratori elettronici.

SBU Reti - Ciclo Idrico

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 188 milioni di euro, in aumento del +8,3% rispetto ai 173 milioni di euro dell'esercizio 2017. L'incremento del margine è da ricondursi principalmente all'incremento dei ricavi tariffari (VRG), a sinergie connesse alla razionalizzazioni dei costi operativi e al consolidamento di ACAM Acque a far data dal 1° aprile 2018, che hanno più che compensato il venir meno di partite straordinarie relative all'esercizio 2017, in particolare per conguagli tariffari e rimborsi assicurativi, non ripetibili.

Gli investimenti di periodo ammontano a 165 milioni di euro, in forte aumento (+35,7%) rispetto ai 121 milioni di euro del 2017, e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti di distribuzione, alla rete fognaria e, in particolare, alla realizzazione di nuovi impianti di depurazione.

SBU Ambiente

Al 31 dicembre 2018 i ricavi del settore ammontano a 610 milioni di euro, in aumento del +10,7% rispetto ai 551 milioni di euro dell'esercizio 2017. L'incremento dei ricavi è da ricondursi per circa 39 milioni di euro all'ampliamento del perimetro di consolidamento correlato ad ACAM Ambiente e ReCos, ai maggiori ricavi dell'attività di raccolta e di intermediazione dei rifiuti speciali, ai maggiori ricavi energetici ed ai ricavi correlati all'incremento dei quantitativi di rifiuti smaltiti.

		Esercizio 2018	Esercizio 2017	Δ %
Ricavi	€/mil.	610	551	10,7%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	155	149	4,5%
Ebitda Margin		25,5%	27,0%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	75	67	11,1%
Investimenti	€/mil.	31	27	15,4%
Energia Elettrica venduta	GWh	486	497	-2,3%
Energia termica prodotta	GWh _t	177	181	-2,5%
Rifiuti gestiti	ton	2.268.791	2.015.568	12,6%
Raccolta differenziata area Emilia	%	74,3	69,9	6,3%
Raccolta differenziata area Piemonte	%	47,3	46,4	1,9%
Raccolta differenziata area Liguria	%	69,9	-	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 155 milioni di euro in miglioramento del +4,5% rispetto ai 149 milioni di euro dell'esercizio 2017. Il miglioramento del margine è attribuibile principalmente all'apporto positivo derivante dall'incremento dei volumi di rifiuti smaltiti in impianti del Gruppo (discarica REI e i WTE), all'incremento del prezzo dell'energia elettrica prodotta, parzialmente assorbiti dal venir meno

di alcuni fattori straordinari positivi, legati alle tariffe di smaltimento, che avevano caratterizzato l'esercizio 2017 e da minori ricavi da servizi di raccolta e da servizi accessori al servizio di igiene ambientale.

Il risultato operativo ammonta a 75 milioni di euro in miglioramento del +11,1% rispetto ai 67 milioni di euro dell'esercizio 2017. Si sono registrati maggiori ammortamenti per 8 milioni di euro, di cui 2 milioni da variazione di perimetro per il consolidamento di ACAM Ambiente, più che controbilanciati da minori accantonamenti per 9 milioni di euro.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 31 milioni di euro, in aumento del +15,4% rispetto ai 27 milioni di euro dell'esercizio 2017, e si riferiscono ad investimenti per la manutenzione dei diversi impianti e ad investimenti in attrezzature e mezzi a supporto della raccolta rifiuti con la modalità porta-porta e differenziata.

SBU Energia

Al 31 dicembre 2018 i ricavi della SBU Energia ammontano a 1.345 milioni di euro, in incremento del 21,9% rispetto ai 1.104 milioni di euro dell'esercizio. A far data dal 1° gennaio 2018 la SBU Energia ricomprende i risultati economici delle società del gruppo Iren Rinnovabili.

		Esercizio 2018	Esercizio 2017	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.345	1.104	21,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	325	255	27,2%
<i>Ebitda Margin</i>		24,1%	23,1%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	188	138	36,0%
Investimenti	€/mil.	80	56	42,6%
Energia elettrica prodotta	GWh	8.371	8.398	-0,3%
<i>da fonte idroelettrica e altre rinnovabili</i>	GWh	1.496	1.111	34,7%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	5.692	5.979	-4,8%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	1.183	1.308	-9,5%
Calore prodotto	GWht	2.755	2.815	-2,1%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWht	2.255	2.469	-8,7%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWht	500	346	44,4%
Volumentrie teleriscaldate	Mmc	94	87	7,6%

Al 31 dicembre 2018 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 8.371 GWh, in lieve flessione del -0,3% rispetto ai 8.398 GWh dell'esercizio 2017. La flessione ha riguardato prevalentemente il settore termoelettrico per effetto dello scenario energetico non favorevole sulla marginalità della generazione elettrica.

La produzione termoelettrica complessiva è stata pari a 6.875 GWh, di cui 5.692 GWh da fonte cogenerativa, in flessione del -4,8% rispetto ai 5.979 GWh dell'esercizio 2017 e 1.183 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, in diminuzione del -9,5% rispetto ai 1.308 GWh dell'esercizio 2017.

La produzione da fonti rinnovabili è stata pari a 1.496 GWh, di cui 1.476 GWh idroelettrica e, marginalmente per circa 20 GWh da altre rinnovabili (fotovoltaico), e complessivamente in aumento del +34,7% rispetto ai 1.111 GWh dell'esercizio 2017.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 2.755 GWht, in diminuzione del -2,1% rispetto ai 2.815 GWht dell'esercizio precedente. Complessivamente le volumetrie teleriscaldate ammontano a circa 94 Mmc in aumento del +7,6% rispetto ai circa 87 Mmc dell'esercizio 2017.

Il margine operativo lordo (EBITDA) ammonta a 325 milioni di euro, in aumento del +27,2% rispetto ai 255 milioni di euro dell'esercizio 2017.

L'esercizio 2018 è stato caratterizzato da un peggioramento del quadro energetico rispetto all'esercizio 2017, riconducibile ad un incremento del costo del gas superiore rispetto all'incremento dei prezzi

dell'energia elettrica, oltre ad un significativo incremento dell'incidenza degli oneri per certificati ETS (cosiddetta CO2). Nonostante le sfavorevoli condizioni di scenario, si è registrato complessivamente un rilevante incremento dell'EBITDA grazie, da un lato, ad un incremento della marginalità unitaria del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e, principalmente, alle sopravvenienze, per circa 60 milioni, conseguenti alla valorizzazione dei certificati di efficienza energetica (TEE) assegnati in corso d'anno e relativi al periodo 2015-2017, oltre che ad un loro significativo incremento dei prezzi di mercato. Questo ha consentito di assorbire i maggiori costi dei certificati ETS (CO2) e il venir meno di partite straordinarie riferibili al capacity payment, che avevano caratterizzato l'esercizio 2017 e non più ripetibili. Contribuisce al miglioramento del margine il consolidamento di Iren Rinnovabili.

Il risultato operativo del settore energia ammonta a 188 milioni di euro in aumento del +36% rispetto agli 138 milioni di euro dell'esercizio 2017. La dinamica del margine operativo lordo è stata parzialmente assorbita dall'aumento degli ammortamenti per 5 milioni di euro e da maggiori accantonamenti e svalutazioni per complessivi 15 milioni di euro.

Gli investimenti di periodo ammontano a 80 milioni di euro, in aumento del +42,6% rispetto ai 56 milioni del 2017, e si riferiscono per 31 milioni alle reti del teleriscaldamento, per 34 milioni alla cogenerazione, per 8 milioni alla produzione termoelettrica e per 7 milioni al comparto idroelettrico.

SBU Mercato

Al 31 dicembre 2018 i ricavi del settore ammontano a 2.602 milioni di euro in aumento del +7,6% rispetto ai 2.418 milioni di euro dell'esercizio 2017. A far data da maggio 2017 rientra, come accennato, nel perimetro di consolidamento della SBU Mercato la società Salerno Energia Vendite, operante principalmente a Grosseto e Salerno nel settore della vendita di gas ed energia elettrica. Spezia Energy Trading è inoltre consolidata a partire dall'ultimo trimestre del 2018.

Il margine operativo lordo (EBITDA) ammonta a 139 milioni di euro, in aumento del +25,4% rispetto ai 111 milioni di euro dell'esercizio 2017. Il miglioramento del margine è attribuibile principalmente ad una sopravvenienza attiva per circa 41 milioni di euro riconducibile alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere, cosiddetti "ratei consumi", relativi ad esercizi pregressi, di cui la parte preponderante è relativa alla vendita gas.

Al netto della sopravvenienza di cui sopra, il margine ammonterebbe a 98 milioni di euro in flessione dell'11,8%, principalmente per il peggioramento del margine della vendita gas (-14,1% rispetto al 2017), in particolare dovuto al venir meno delle favorevoli condizioni di approvvigionamento, legate all'utilizzo dello stoccaggio, che avevano caratterizzato l'esercizio 2017.

Risulta in flessione anche la vendita di energia elettrica del -5,3% rispetto al 2017 per effetto di un peggioramento dello scenario connesso all'incremento repentino del prezzo di acquisto dell'energia elettrica che ha caratterizzato il secondo semestre del 2018.

Il risultato operativo (EBIT) ammonta a 86 milioni di euro, in aumento del +25,2% rispetto ai 69 milioni di euro dell'esercizio 2017. Al netto della sopravvenienza il margine operativo ammonterebbe a 45 milioni di euro, in flessione di -34,8%. La dinamica negativa del margine operativo lordo viene amplificata da maggiori ammortamenti per circa 5 milioni di euro e maggiori accantonamenti per analoga cifra.



M

Il seguente prospetto di conto economico riporta anche i risultati al netto dell'effetto connesso alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere, che ha determinato l'anzidetto effetto positivo straordinario pari a circa 41 milioni di euro. Ai fini comparativi gestionali con l'esercizio 2017 sono quindi riportati i valori "adjusted" (al netto della suddetta sopravvenienza attiva).

Δ adj %	Esercizio 2018 adjusted			Esercizio 2018	Esercizio 2017	Δ %
5,9%	2.561	Ricavi	€/mil.	2.602	2.418	7,6%
-11,8%	98	Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	139	111	25,4%
	3,8%	<i>Ebitda Margin</i>		5,3%	4,6%	
-5,3%	19	da Energia Elettrica	€/mil.	21	20	6,2%
-14,1%	77	da Gas	€/mil.	126	90	40,3%
43,5%	2	da Calore e altri servizi	€/mil.	-8	1	(*)
-34,8%	45	Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	86	69	25,2%
		Investimenti		31	21	51,0%
		Energia Elettrica Venduta	GWh	8.931	9.741	-8,3%
		Gas Acquistato	Mmc	2.845	2.860	-0,6%
		Gas commercializzato dal Gruppo	Mmc	1.159	1.122	3,3%
		Gas destinato ad usi interni	Mmc	1.477	1.530	-3,5%
		Gas in stoccaggio	Mmc	209	208	0,0%

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 8.931 GWh (al netto di pompaggi, perdite di rete, ritiri dedicati e comprensivo degli sbilanciamenti) in flessione del -8,3% rispetto ai 9.741 GWh del 2017.

I volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti business, retail e grossisti, ammontano complessivamente a 8.329 GWh in flessione del -8,4% rispetto ai 9.088 GWh dell'esercizio 2017. La flessione delle vendite del mercato libero è da ricondursi al segmento dei grossisti, con vendite che ammontano a 1.516 GWh in diminuzione del -50% rispetto ai 3.032 GWh del 2017. Risultano invece in aumento le vendite ai clienti finali sia del segmento business, attestandosi a 5.453 GWh rispetto ai 4.771 GWh del 2017 (+14,3%), sia del segmento retail pari a 1.360 GWh rispetto ai 1.286 GWh dell'esercizio 2017 (+5,8%).

Le vendite del mercato tutelato ammontano a 483 GWh, anch'esse in flessione (-8,8%) rispetto ai 529 GWh dell'esercizio 2017.

Il margine operativo lordo (EBITDA) della vendita di energia elettrica ammonta a 21 milioni di euro, in miglioramento del +6,2% rispetto ai 20 milioni di euro dell'esercizio 2017. Anche la vendita di energia elettrica ha beneficiato di una sopravvenienza attiva per circa 2 milioni di euro riconducibili alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere. Al netto della posta in oggetto il margine operativo lordo ammonterebbe però a 19 milioni di euro, in flessione del -5,3% rispetto all'esercizio precedente. La flessione del primo margine, conseguente ad una dinamica crescente dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica, è stata parzialmente assorbita dall'aumento delle componenti di commercializzazione.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi acquistati ammontano a 2.845 Mmc in diminuzione (-0,6%) rispetto ai 2.860 Mmc dell'esercizio 2017.

Il gas commercializzato dal gruppo ammonta a 1.159 Mmc in aumento del +3,3% rispetto ai 1.122 Mmc dell'esercizio 2017, mentre il gas impiegato per consumi interni ammonta a 1.477 Mmc, in flessione del -3,5% rispetto ai 1.530 Mmc del 2017.

Il margine operativo lordo (EBITDA) della vendita gas ammonta a 126 milioni di euro in aumento +40,3% rispetto ai 90 milioni di euro dell'esercizio 2017. Il miglioramento è stato generato da una sopravvenienza

attiva del valore di circa 49 milioni di euro riconducibili alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere di cui sopra. Al netto di questa componente, il margine operativo ammonterebbe a 77 milioni in flessione del -14,1% rispetto all'esercizio 2017. Il peggioramento del margine è riconducibile ai margini in flessione ed al venir meno delle favorevoli condizioni di approvvigionamento garantite dall'utilizzo dello stoccaggio che avevano caratterizzato l'esercizio 2017. Contribuiscono ad assorbire, anche se pur parzialmente, l'effetto combinato di dette componenti negative, alcuni conguagli per recuperi tariffari correlati alla delibera ARERA 737/17 e il consolidamento di Salerno Energia Vendite e Spezia Energy Trading.

Vendita calore e altri servizi

La vendita calore e altri servizi presenta un margine operativo lordo negativo per -8 milioni di euro, in diminuzione rispetto al dato positivo e pari ad 1 milione di euro del 2017. La flessione del margine è stata generata da una sopravvenienza negativa per revisione della stima dei crediti per fatture da emettere pari a circa 10 milioni di euro. Al netto della componente negativa il margine ammonterebbe a 2 milioni di euro, in aumento rispetto al 2017 per i recuperi tariffari correlati alla delibera ARERA 737/17.

Gli investimenti di periodo ammontano a 31 milioni di euro in aumento rispetto ai 21 milioni di euro dell'esercizio 2017.

Servizi e altro

I ricavi del periodo del settore, che comprende i servizi di illuminazione pubblica, illuminazione semaforica, gestione impianti termici ed altre attività, ammontano a 83 milioni di euro in diminuzione rispetto ai 127 milioni di euro dell'esercizio 2017. La diminuzione dei ricavi è attribuibile ad una diversa allocazione di attività che in precedenza erano considerate comuni e ripartite su più aree di business, ed ora rientrano principalmente nella produzione dell'energia elettrica.

		Esercizio 2018	Esercizio 2017	Δ %
Ricavi	€/mil.	83	127	-34,4%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	6	-31	(*)
<i>Ebitda Margin</i>		7,4%	-24,2%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	5	-33	(*)
Investimenti	€/mil.	38	47	-19,5%

(*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo ammonta a 6 milioni di euro in aumento rispetto ai -31 milioni dell'esercizio 2017. Il miglioramento del margine è riconducibile principalmente al fatto che nell'esercizio 2017 è stato contabilizzato nel settore "Servizi e altro", in quanto costo non ricorrente e trasversale a tutti i settori di attività, l'accantonamento dell'incentivo all'esodo ex art. 4 Legge Fornero per circa 34 milioni di euro.

Gli investimenti di periodo ammontano a 38 milioni di euro, in aumento rispetto ai 47 milioni di euro del 2017, e sono relativi prevalentemente ai sistemi informativi, agli automezzi ed ai servizi immobiliari.



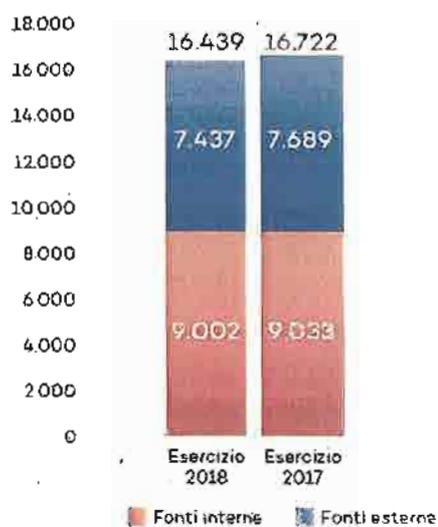
m

BILANCI ENERGETICI

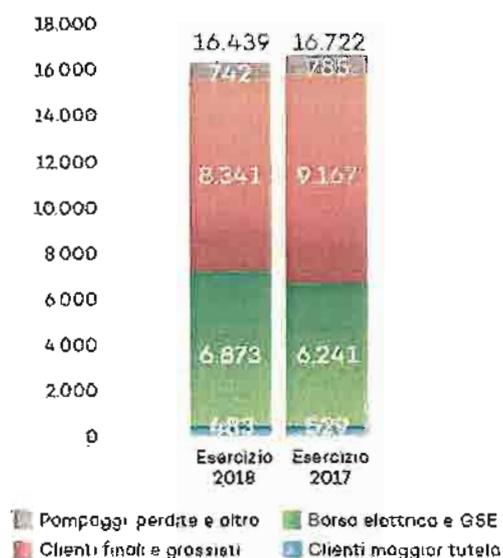
Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	9.002	9.033	(0,3)
<i>a) Idroelettrica</i>	1.528	1.136	34,5
<i>b) Cogenerativa</i>	5.692	5.979	(4,8)
<i>c) Termoelettrica</i>	1.183	1.308	(9,6)
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	599	610	(1,8)
Acquisto da Acquirente Unico	533	556	(4,1)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	5.189	4.703	10,3
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.715	2.430	(29,4)
Totale Fonti	16.439	16.722	(1,7)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	483	529	(8,7)
Vendite in Borsa Elettrica e GSE	6.873	6.241	10,1
Vendite a clienti finali e grossisti	8.341	9.167	(9,0)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	742	785	(5,5)
Totale Impieghi	16.439	16.722	(1,7)

Composizione Fonti



Composizione Impieghi

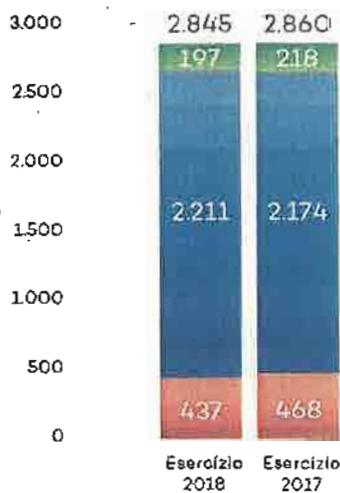


Bilancio del gas

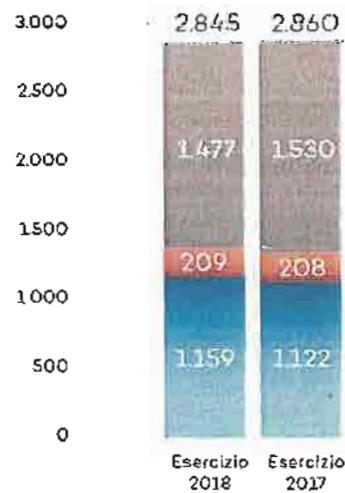
Milioni di metri cubi	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	437	468	(6,6)
Contratti con condizioni mercato a breve e medio periodo	2.211	2.174	1,7
Prelievi da stoccaggio	197	218	(9,6)
Totale Fonti	2.845	2.860	(0,5)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.159	1.122	3,3
Gas destinato ad usi interni ⁽¹⁾	1.477	1.530	(3,5)
Gas in stoccaggio	209	208	0,0
Totale Impieghi	2.845	2.860	(0,5)

(1) Gli usi interni riguardano il termoelettrico e l'impiego per i servizi calore e gli autoconsumi

Composizione Fonti



Composizione Impieghi



■ Prelievo da stoccaggio
 ■ Contratti cond. pluriennali
 ■ Gas destinato ad usi interni
■ Contratti cond. mercato a breve
 ■ Gas in stoccaggio
 ■ Gas commercializzato dal Gruppo



M

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DI IREN S.P.A.

Situazione economica

CONTO ECONOMICO DI IREN S.p.A.

migliaia di euro

	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	179.288	154.608	16,0
Altri proventi	11.850	6.131	93,3
Totale ricavi	191.138	160.739	18,9
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(17.790)	(10.636)	67,3
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(106.372)	(92.735)	14,7
Oneri diversi di gestione	(7.203)	(5.384)	33,8
Costi per lavori interni capitalizzati	10.369	9.746	6,4
Costo del personale	(78.239)	(72.519)	7,9
Totale costi operativi	(199.235)	(171.529)	16,2
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	(8.097)	(10.790)	(25,0)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(14.945)	(11.247)	32,9
Accantonamenti al fondo svalutazione crediti	(9.600)	(214)	(*)
Accantonamenti e svalutazioni	(55)	3.285	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(24.600)	(8.176)	(*)
Risultato Operativo (EBIT)	(32.697)	(18.966)	72,4
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	265.480	285.312	(7,0)
Oneri finanziari	(126.831)	(108.039)	17,4
Totale gestione finanziaria	138.649	177.273	(21,8)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
Risultato prima delle Imposte	105.952	158.307	(33,1)
Imposte sul reddito	19.976	8.649	(*)
Risultato netto delle attività in continuità	125.928	166.956	(24,6)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	125.928	166.956	(24,6)

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Il totale dei ricavi di IREN S.p.A. è pari a 191 milioni di euro ed è principalmente riferito alle attività di servizio per prestazioni a favore delle società del Gruppo. L'incremento della voce risente prevalentemente dell'operazione di fusione per incorporazione delle società ACAM S.p.A. e InTeGra S.r.l. avente efficacia contabile dal 1° aprile 2018.

Costi operativi

I costi operativi sono pari a 199 milioni di euro e includono prestazioni di servizi e godimento beni di terzi (106 milioni di euro), oneri diversi di gestione (7 milioni di euro) e costo del personale (78 milioni di euro). L'aumento dei costi operativi rispetto all'esercizio precedente consegue essenzialmente alla gestione delle

attività di staff a favore delle società del Gruppo, ed è anch'esso influenzato dalla variazione di perimetro dovuta alla fusione di ACAM e InTeGra.

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni ammontano a circa 25 milioni di euro. Gli ammortamenti, in aumento rispetto all'esercizio precedente, ammontano a 15 milioni; gli accantonamenti a fondo svalutazione crediti, pari a 10 milioni, si riferiscono a crediti finanziari e riflettono la nuova metodologia prevista dal principio contabile IFRS 9.

Oneri e proventi finanziari

Il saldo oneri e proventi finanziari è positivo per 139 milioni di euro.

I proventi finanziari, pari a 266 milioni di euro, includono tra l'altro dividendi da società controllate e da altre imprese (201 milioni), interessi attivi su finanziamenti a società controllate e collegate (50 milioni) e a joint venture (13 milioni).

Gli oneri finanziari sono pari a 127 milioni di euro, e si riferiscono essenzialmente a interessi passivi su mutui e prestiti obbligazionari (119 milioni) e sugli strumenti derivati adottati a copertura del rischio di oscillazione dei tassi di interesse (4 milioni).

Risultato prima delle imposte

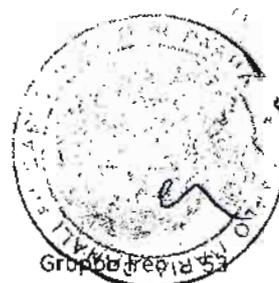
Il risultato prima delle imposte è positivo per 106 milioni di euro.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono positive per 20 milioni di euro in quanto sono prevalentemente costituite dai proventi da consolidamento fiscale. La Società, infatti, ha optato per il consolidato fiscale ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, e determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

Risultato netto

Il risultato, al netto delle imposte di periodo, è positivo per 126 milioni di euro.



m

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DI IREN S.p.A. (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2018	31.12.2017	Var. %
Attivo immobilizzato	2.637.590	2.598.575	1,5
Altre attività (Passività) non correnti	65	(549)	(*)
Capitale circolante netto	63.250	19.308	(*)
Attività (Passività) per imposte differite	12.756	8.835	44,4
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(57.046)	(50.586)	12,8
Attività destinate a essere cedute	240	240	-
Capitale investito netto	2.656.855	2.575.823	3,1
Patrimonio netto	1.789.787	1.703.087	5,1
Attività finanziarie a lungo termine	(1.620.371)	(1.551.273)	4,5
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.676.602	2.644.420	1,2
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.056.231	1.093.146	(3,4)
Attività finanziarie a breve termine	(675.421)	(523.259)	29,1
Indebitamento finanziario a breve termine	486.258	302.849	60,6
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(189.163)	(220.410)	(14,2)
Indebitamento finanziario netto	867.068	872.736	(0,6)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	2.656.855	2.575.823	3,1

(*) Variazione superiore al 100%

(1) Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'apposito allegato al bilancio separato

Attivo immobilizzato

Le immobilizzazioni immateriali, materiali e finanziarie sono pari a 2.638 milioni di euro.

Capitale Circolante Netto

Il capitale circolante netto è positivo per 63 milioni di euro. Le attività per imposte anticipate ammontano a 13 milioni di euro, mentre i Fondi Rischi e Benefici a dipendenti sono pari a circa 57 milioni di euro.

Patrimonio netto

L'esercizio 2018 si è chiuso con un Patrimonio netto pari a 1.790 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto a fine 2018 ammonta a 867 milioni di euro. In particolare, l'indebitamento a medio-lungo termine, pari a 1.056 milioni di euro, è composto da passività finanziarie per 2.676 milioni di euro e da attività finanziarie per 1.620 milioni di euro. Queste ultime sono rappresentate in gran parte da finanziamenti verso controllate. La posizione finanziaria netta a breve termine è pari a 189 milioni di euro e si compone di debiti, prevalentemente verso istituti bancari, per 486 milioni di euro, crediti finanziari a breve termine, prevalentemente verso società del Gruppo, per 418 milioni di euro, e disponibilità liquide per 257 milioni di euro.

RENDICONTO FINANZIARIO DI IREN S.p.A.

Variazione indebitamento finanziario netto

Il seguente prospetto dettaglia la movimentazione dell'Indebitamento finanziario netto di Gruppo avvenuta nel periodo.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Var. %
A. Posizione Finanziaria Netta iniziale	(872.736)	(977.654)	(10,7)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	125.928	166.957	(24,6)
Rettifiche per movimenti non finanziari	(126.252)	(160.649)	(21,4)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(2.653)	(927)	(*)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(2.968)	(2.501)	18,7
Variazione altre attività/passività non correnti	(699)	15.477	(*)
Altre variazioni patrimoniali	-	696	(100,0)
Imposte pagate	8.862	24.073	(63,2)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	2.218	43.126	(94,9)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(6.249)	(20.753)	(69,9)
D. Cash flow operativo (B+C)	(4.031)	22.373	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(27.156)	(25.953)	4,6
Investimenti in attività finanziarie	-	-	-
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	-	-	-
Dividendi incassati	200.560	210.470	(4,7)
Acquisto rami aziendali	(53.794)	-	-
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	119.610	184.517	(35,2)
F. Free cash flow (D+E)	115.579	206.890	(44,1)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Aumento capitale	52.623	-	-
Erogazione di dividendi	(91.065)	(79.764)	14,2
Interessi pagati	(94.220)	(140.897)	(33,1)
Interessi incassati	64.514	77.702	(17,0)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(853)	18.605	(*)
Altre variazioni	(40.910)	22.382	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(109.911)	(101.972)	7,8
H. Variazione Posizione Finanziaria Netta (F+G)	5.668	104.918	(95,6)
I. Posizione Finanziaria Netta finale (A-H)	(867.068)	(872.736)	(0,6)

(*) Variazione superiore al 100%



m

Di seguito viene riportato il prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e il risultato della Capogruppo Iren S.p.A. risultanti al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 e quelli risultanti dal bilancio consolidato.

	migliaia di euro	
31/12/2018	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.789.787	125.928
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	32.831	10.395
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	395.457	296.081
Storno dividendi da società controllate/collegate	0	(200.521)
Eliminazione Margini Infragruppo	(53.555)	2.695
Altre	20.923	7.538
Patrimonio netto e utile del Gruppo	2.185.443	242.116

Si sottolinea che la riga "eliminazione di margini infragruppo" si riferisce allo storno delle plusvalenze relative a cessione di rami d'azienda o di società all'interno del Gruppo. In particolare si evidenzia l'operazione relativa al servizio idrico integrato di Genova effettuata dall'ex-AMGA (effetto positivo per 2 milioni di euro sul conto economico e negativo per 33 milioni di euro sul Patrimonio Netto).

	migliaia di euro	
31/12/2017	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.703.087	166.956
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	22.130	34.584
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	449.504	242.430
Storno dividendi da società controllate/collegate	0	(210.461)
Eliminazione Margini Infragruppo	(56.249)	7.593
Altre	3.658	(3.382)
Patrimonio netto e utile del Gruppo	2.122.130	237.720

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO ED EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Acquisizione di Busseto Servizi

L'8 gennaio 2019 IRETI e Il Comune di Busseto (provincia di Parma) hanno stipulato il contratto relativo al trasferimento della totalità delle quote di Busseto Servizi S.r.l.. La società gestisce il servizio di distribuzione del gas metano nello stesso Comune, con oltre 3.000 punti di riconsegna presenti su un totale di 90 km di rete. L'operazione consegue all'esito dell'asta pubblica bandita dal Comune il 18 luglio 2018, aggiudicata a IRETI per circa 4,1 milioni di euro.

Le condizioni contrattuali legate all'acquisizione prevedono, fino alla prossima gara d'Ambito Territoriale Minimo (ATeM), il mantenimento di Busseto Servizi come entità societaria separata, del relativo personale attualmente dipendente, la conservazione di una sede operativa nel centro storico della città nonché l'impegno per Iren a non cedere le quote della società per 2 anni.

L'operazione riveste una particolare rilevanza dal punto di vista industriale, in quanto l'infrastruttura di distribuzione del gas di Busseto Servizi è situata in uno dei principali ATeM di riferimento per il Gruppo, di cui IRETI detiene, dopo tale acquisizione, il 77% della rete.

Acquisizione del Gruppo San Germano

Il 30 gennaio 2019 Il Gruppo, attraverso Iren Ambiente, ha perfezionato l'acquisizione dell'intera quota di partecipazione della società San Germano S.r.l. e della sua controllata CMT S.p.A., detenuta dal Gruppo Derichebourg. L'operazione ha assunto efficacia al verificarsi di alcune condizioni sospensive previste nel contratto preliminare di acquisizione, sottoscritto fra le parti il 17 ottobre 2018.

San Germano ha sede a Pianezza (Torino) e si occupa di raccolta e trasporto rifiuti (per 250 kton/anno) in 145 comuni per circa un milione di abitanti serviti nelle regioni Piemonte, Sardegna, Lombardia e Emilia Romagna, con un fatturato annuo di circa 65 milioni di euro. La società si avvale di 20 siti operativi e presenta un organico di oltre 800 dipendenti.

CMT si occupa di trattamento di rifiuti da raccolta differenziata e riciclaggio di carta, cartone e plastica, con un fatturato di circa 11 milioni di euro, attraverso 6 siti in Piemonte e Sardegna, fra i quali Pianezza e La Loggia, per una capacità autorizzata di circa 100 Kton/anno.

L'operazione si inserisce in un percorso di sviluppo di Iren attraverso la Business Unit Ambiente, favorendo il conseguimento di obiettivi di crescita industriale grazie all'acquisizione di maggiori capacità competitive nell'attività di raccolta e allo sviluppo delle attività di riciclaggio, sia ampliando la presenza nei territori di riferimento (Piemonte ed Emilia Romagna) che estendendo l'attività in nuove aree geografiche e in una interessante prospettiva (Sardegna).

Patto parasociale fra IREN e First State Investments relativo ad OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.

Il 22 marzo 2019 è stato sottoscritto un patto parasociale tra, da un lato, Iren Mercato e ASA - Azienda Servizi Ambientali S.p.A. (ASA), società partecipata al 40% dal Gruppo, e, dall'altro lato, First State Investments S.P.A. ("First State Investments" - FSI), relativo alla governance e alla circolazione delle partecipazioni di OLT Offshore LNG Toscana (OLT), società che ha sviluppato e gestisce l'impianto di rigassificazione "FSRU Toscana" da 3,75 miliardi di mc all'anno, ancorato al largo della costa toscana.

First State Investments, divisione internazionale di Colonial First State Global Asset Management, opera nella gestione di investimenti infrastrutturali e detiene, fra l'altro, un ampio portafoglio di partecipazioni in *utilities* operanti in diversi paesi europei.

La stipula del patto avviene contestualmente alla sottoscrizione di un contratto di compravendita tra FSI e Uniper Global Commodities SE (che detiene, congiuntamente ad Iren Mercato, il controllo di OLT), avente ad oggetto la vendita di tutte le azioni OLT di proprietà della stessa Uniper, ed avrà efficacia all'atto del closing di tale compravendita.

Ai sensi degli accordi attualmente in essere tra Uniper, Iren e ASA, ad Iren e ASA è attribuito un diritto di co-vendita avente a oggetto tutte o parte delle azioni di OLT di cui sono attualmente titolari, agli stessi termini e condizioni previsti per la cessione delle azioni di proprietà di Uniper. Tale diritto potrà essere esercitato entro 6 mesi dalla ricezione - avvenuta lo stesso 22 marzo 2019 - della notifica relativa alla vendita da parte di Uniper a FSI.

A seguito di tali sviluppi e nell'ambito degli accordi raggiunti con Uniper e con FSI, il Gruppo Iren valuterà, in linea con le considerazioni già effettuate dagli amministratori nel corso del 2018, tutte le opzioni percorribili per valorizzare la propria partecipazione in OLT, considerata non più strategica nell'ambito del portafoglio di attività del Gruppo, continuando al contempo a sostenere lo sviluppo della società.

Assemblea degli Azionisti: approvazione della proposta di modifica dello statuto e dell'acquisto di azioni proprie

Il 5 aprile 2019 l'Assemblea degli Azionisti di Iren S.p.A., in sede Straordinaria, ha approvato la modifica degli articoli 5.4; 18.1; 19.2; 19.3; 19.4; 19.6; 25.5; 27.1; 28.1; 28.2; 28.3 dello statuto sociale.

Le modifiche principali riguardano (i) la cessazione della delega conferita al Consiglio di Amministrazione per aumenti di capitale riservati a Soggetti Pubblici; (ii) l'aumento del numero dei consiglieri, che passa da 13 a 15 e persegue l'obiettivo di garantire una rappresentanza sia ai soci ex ACAM entrati nella compagine sociale di Iren S.p.A., sia al socio FCT a seguito della scissione di FSU; (iii) la maggioranza qualificata di alcune delibere del Consiglio di Amministrazione; (iv) l'aumento del numero dei consiglieri tratti dalla lista di maggioranza, che passa da 11 a 13; (v) l'aumento del numero dei componenti effettivi del Collegio Sindacale, che passa da 3 a 5.

L'Assemblea, nella stessa data ed in sede Ordinaria, ha inoltre autorizzato il Consiglio di Amministrazione ad acquistare e disporre di azioni proprie di Iren S.p.A., anche in via frazionata, ai sensi degli articoli 2357 e seguenti del codice civile, e dell'art. 132 del D.lgs. 24 febbraio 1998, n. 58.

L'Assemblea ha definito, secondo quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione, finalità, termini e condizioni dell'esercizio della suddetta autorizzazione ed ha conferito allo stesso ogni più ampio potere, da esercitarsi con la più ampia discrezionalità, affinché proceda all'attuazione degli atti di acquisto nel pieno rispetto della normativa vigente.

Al riguardo, il Consiglio di Amministrazione potrà effettuare operazioni di acquisto e di disposizione di azioni proprie per un massimo di 65.000.000 azioni della Società, tali comunque da non eccedere un ventesimo del capitale sociale. Il programma di acquisto di azioni proprie è consentito per diciotto mesi a decorrere dalla presente delibera assembleare. Il controvalore massimo delle azioni acquistabili nell'ambito di tale programma non potrà essere superiore all'ammontare degli utili distribuibili e delle riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato.

Tale operazione ha la finalità di dotare il Gruppo di una provvista di azioni disponibili per operazioni di crescita esterna, anche in sostituzione dell'aumento di capitale deliberato nel 2016 e revocato con l'approvazione delle modifiche statutarie anzidescritte.

Nella stessa data, il Consiglio di Amministrazione, preso atto di tale delibera assembleare, ha a sua volta dato mandato all'Amministratore Delegato di avviare il programma di acquisto di azioni proprie, per un massimo di 26.000.000 di azioni, di modo comunque da non superare il 2% del capitale sociale. Inoltre, il Consiglio ha autorizzato l'AD a determinare i criteri e le condizioni relative agli atti di alienazione, disposizione e/o utilizzo delle azioni proprie, avuto riguardo alle modalità realizzative in concreto impiegate, all'andamento dei prezzi delle azioni nel periodo precedente all'operazione e al migliore interesse per la Società.

Adesione alle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate (edizione luglio 2018) e approvazione degli Orientamenti agli Azionisti sulla composizione quali-quantitativa del Consiglio di Amministrazione

Sempre il 5 Aprile 2019, il Consiglio di Amministrazione ha inoltre deliberato l'adesione alle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, nell'edizione del luglio 2018, unitamente all'aggiornamento del documento in cui viene data evidenza delle soluzioni di *governance* adottate dalla Società con riferimento alle previsioni del Codice stesso.

In esecuzione a quanto raccomandato dal Criterio Applicativo 1.C.1. lett. (h) del Codice, tenuto conto del mandato in scadenza con l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018, il Consiglio ha parimenti approvato gli orientamenti agli Azionisti sulla composizione quali-quantitativa dell'organo amministrativo che sarà nominato per il triennio 2019-2021.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Per il 2019, la crescita del PIL italiano è attesa ad un tasso inferiore rispetto agli ultimi anni, a causa principalmente del rallentamento dell'economia globale e della contrazione dei consumi e degli investimenti pubblici e privati in Italia.

In tale contesto Iren, grazie anche ai maggiori investimenti pianificati e realizzati nei settori regolati per migliorare l'efficienza delle reti di distribuzione, è prevista mantenere flussi di cassa stabili ed anticiclici. Gli investimenti cresceranno soprattutto nel ciclo idrico integrato, con l'obiettivo di fornire servizi di qualità migliore e ridurre le perdite di rete, in un'ottica di utilizzo sostenibile della risorsa.

Rimanendo in tema di sostenibilità, sarà ulteriormente ampliato il servizio di raccolta rifiuti porta a porta in modo da incrementare la percentuale di raccolta differenziata già oggi superiore alla media nazionale. Data la carenza di infrastrutture di trattamento e smaltimento rifiuti che interessa gran parte del sistema italiano, il Gruppo svilupperà nei prossimi mesi importanti impianti di trattamento dei rifiuti, per perseguire, in modo maggiormente incisivo, il concetto di economia circolare.

Per quanto riguarda i business energetici, generazione e vendita, l'incremento della volatilità del prezzo dell'energia elettrica, del gas e della CO2 non permette un'elevata prevedibilità dell'andamento dei margini di tali settori per il 2019. Il Gruppo Iren si è attivato tramite operazioni di copertura per contenere la suddetta volatilità oltre che migliorare la flessibilità dei propri impianti produttivi per poter cogliere nuove opportunità nel mercato energetico. Con riferimento ai temi *Environment, Social and Governance* (ESG), il Gruppo Iren continuerà ad ampliare la propria rete di teleriscaldamento, offrire soluzioni per migliorare l'efficienza energetica degli edifici ed incrementare i servizi ad alto valore aggiunto per la clientela finale tra i quali assumeranno importanza sempre maggiore i progetti di mobilità elettrica, il New Downstream e i nuovi servizi digitali.

Oltre agli investimenti presentati nel Piano Industriale, il Gruppo è costantemente alla ricerca di nuove opportunità di investimento sia per linee interne che per linee esterne. Queste ultime confermano il ruolo di Iren come società multiutility aggregatrice nel Nord-Ovest italiano.



GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso dell'anno 2018 la parte a breve della curva dei tassi ha mantenuto una sostanziale stabilità, mentre la parte a medio lungo termine risente di una sensibile volatilità e, a partire da ottobre 2018, registra una fase tendenzialmente ribassista. L'ultimo intervento della Banca Centrale Europea risale al taglio dei tassi operato a marzo 2016; il tasso di riferimento è attualmente pari a 0%.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi si rileva che il parametro, in territorio di tassi negativi da novembre 2015 e da lungo tempo stabile, nel corso del 2018 ha avviato un lieve movimento in risalita e attualmente risulta pari a -0,23%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, hanno registrato fasi alterne e, con i recenti ribassi, si trovano non molto distanti dai minimi storici del 2016.

Attività svolta

Nel corso del 2018 è proseguita l'attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L'evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso una attenta pianificazione finanziaria, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse finanziarie tenuto conto dei rimborsi dei finanziamenti in essere, dell'evoluzione dell'indebitamento, degli investimenti, dell'andamento del capitale circolante e dell'equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

Il modello organizzativo adottato dal Gruppo Iren prevede, ai fini dell'ottimizzazione finanziaria per le società del gruppo, l'adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria, delle operazioni di finanziamento a medio/lungo termine e del monitoraggio e gestione del rischio finanziario. Iren intrattiene rapporti con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali al fine di ricercare le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Passando più dettagliatamente alle operazioni di finanziamento compiute nel 2018, come esplicito nel paragrafo "Fatti di rilievo del periodo" si evidenzia che nel mese di settembre 2018 è stato concluso con pieno successo, per il quarto anno consecutivo, il collocamento di un'emissione obbligazionaria, di tipo Green Bond, per un importo benchmark di 500 milioni di Euro a valere sul Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da 2 miliardi di Euro. Le obbligazioni, rating Fitch BB8, hanno cedola pari a 1,95% e scadenza 19 settembre 2025 (durata 7 anni) e sono quotate presso il mercato regolamentato della borsa irlandese, dove è stato depositato il prospetto informativo e presso il mercato ExtraMOT di Borsa Italiana.

Nel mese di dicembre sono stati inoltre utilizzati complessivi 80 milioni di euro a valere sul finanziamento "BEI Idro Genova e Parma" di complessivi 180 milioni di euro, sottoscritto a dicembre 2014 e ampliato nel 2016. A seguito di tale operazione i finanziamenti diretti con Banca Europea per gli investimenti (BEI), con durata fino a 15 anni, non utilizzati e disponibili risultano ancora pari complessivamente a 155 milioni di euro.

Ai fini dell'ottimizzazione della struttura finanziaria del Gruppo e in connessione con l'emissione obbligazionaria sopra citata, è proseguita l'attività di *liability management* a valere su posizioni di debito in essere; in tale ambito sono stati rimborsati anticipatamente finanziamenti bancari della capogruppo per complessivi 262 milioni di euro e si è deciso di procedere, alla scadenza della rata interessi di giugno 2019, al rimborso anticipato volontario di ulteriori finanziamenti in portafoglio con conseguente classificazione a breve termine di un importo complessivo pari a 199 milioni di euro.

Nell'ambito del Gruppo sono state inserite nel perimetro di consolidamento posizioni di debito per complessivi 15 milioni di euro delle Società ReCos, ACAM e Maira, oltre all'accensione di una nuova posizione di 1 milione di euro di Studio Alfa mentre, con finalità di ottimizzazione, sono state anticipatamente estinte posizioni di debito di Iren Rinnovabili e sue controllate, di ASM Vercelli, ACAM, Ireti e Maira per complessivi 34 milioni di euro, incluse tre posizioni di derivato di copertura.

L'indebitamento finanziario al termine del periodo è costituito al 33% da prestiti e al 67% da obbligazioni.

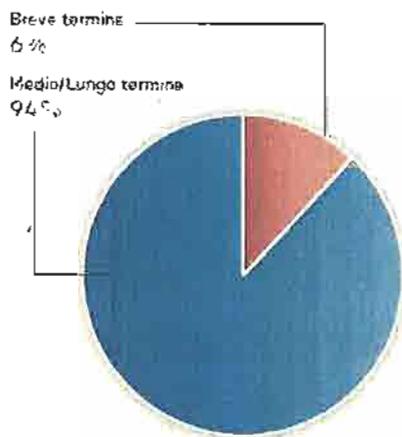
Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali, rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse, cambi. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di variazione nei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa. Nel periodo non sono stati perfezionati nuovi contratti di

Interest Rate Swap. Al 31 dicembre 2018 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 6% dell'indebitamento finanziario lordo, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un'adeguata protezione da significativi rialzi del tasso di interesse.

Nel suo complesso l'attività svolta è finalizzata al rifinanziamento del debito in un'ottica di miglioramento della struttura finanziaria, di riduzione strutturale del costo del capitale e di allungamento della durata media dell'indebitamento finanziario.

La composizione dell'indebitamento finanziario lordo per scadenza e per tipologia di tasso, confrontata con la situazione al 31 dicembre 2017 è riportata nel seguente grafico.

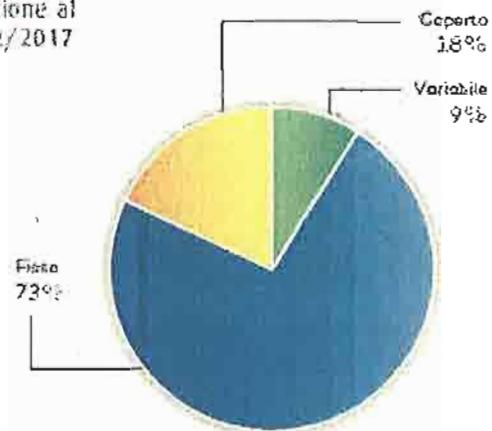
Indebitamento finanziario lordo per scadenza



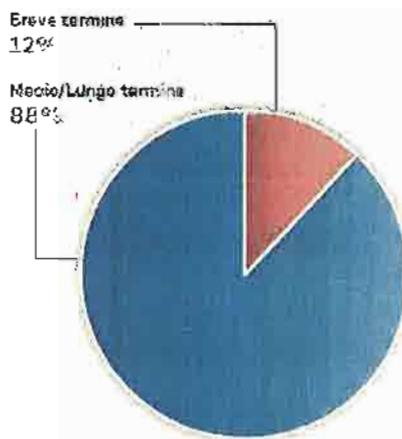
3.213 milioni di euro

Indebitamento finanziario lordo per tipologia di tasso

Situazione al 31/12/2017

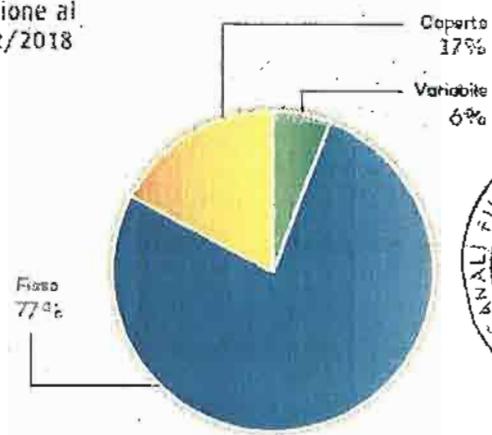


3.213 milioni di euro



3.451 milioni di euro

Situazione al 31/12/2018



3.451 milioni di euro



Rating

A novembre 2018 l'agenzia Fitch ha confermato ad Iren e alle sue emissioni senior unsecured il rating BBB, con outlook stabile. Il giudizio si basa principalmente sull'aggiornamento del piano industriale al 2023 che, in continuità rispetto agli anni precedenti, conferma la prevalenza delle attività regolate e quasi regolate (pari a circa il 70% del Margine Operativo Lordo) e sul positivo *track record* dei risultati raggiunti nel periodo 2015 - 2018. Fitch, infine, nell'esprimere il suo giudizio valuta positivamente la disciplina finanziaria del management volta a perseguire i target fissati. A sostegno del profilo di liquidità del Gruppo e del livello di rating, Iren dispone delle anzidette linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e disponibili ma non utilizzate per 155 milioni di euro, che si aggiungono alle disponibilità liquide correnti.

Gruppo Iren

m

RISCHI E INCERTEZZE

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della corporate governance di una Società quotata e il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo contiene l'approccio metodologico alla identificazione, valutazione e gestione integrata dei rischi del Gruppo.

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- Rischi Finanziari (liquidità, tasso di interesse, tasso di cambio);
- Rischi di Credito;
- Rischi Energetici, riconducibili all'approvvigionamento del gas per la generazione termoelettrica ed alla commercializzazione di energia elettrica, calore e gas, nonché ai mercati dei derivati di hedging;
- Rischi Operativi, riconducibili alla proprietà degli asset, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure ed ai flussi informativi

sono state definite specifiche "policy", con l'obiettivo primario di esplicitare le linee guida strategiche, i principi organizzativo/gestionali, i macro processi e le tecniche necessarie alla gestione attiva dei relativi rischi. Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo disciplina, inoltre, il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione, e prevede specifiche Commissioni per la gestione dei rischi finanziari, di credito ed energetici.

Poiché il Gruppo Iren pone particolare attenzione anche al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo, il modello di Enterprise Risk Management gestisce anche i rischi c.d. Reputazionali, che afferiscono agli impatti sugli stakeholder di eventuali *malpractices*.

Nell'ambito della Holding opera la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze del Vice Presidente, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

- coordinamento del processo di gestione integrata dei rischi di Gruppo, inclusi quelli relativi alle operazioni di M&A;
- valutazione delle esigenze assicurative del Gruppo, progettazione dei programmi, stipula e gestione delle polizze.

È inoltre attivo un processo di valutazione periodica della sinistrosità nei diversi settori e su tutte le aree del Gruppo al fine di circoscriverne le cause e rendere operative le più idonee azioni di trattamento per prevenire e/o contenere gli impatti dei sinistri.

Di seguito si riporta, per le diverse tipologie di rischio, un dettaglio delle modalità di gestione attive nell'ambito del Gruppo.

1. RISCHI FINANZIARI

L'attività del Gruppo Iren è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali, rischi di liquidità, rischio cambio e rischi di variazione nei tassi di interesse. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura seguendo un'ottica non speculativa.

a) Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e nelle scadenze prestabilite.

L'attività di approvvigionamento delle risorse finanziarie è centralizzata allo scopo di ottimizzarne l'utilizzo. In particolare, la gestione centralizzata dei flussi finanziari in Iren consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragruppo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragruppo.

Alcune società partecipate hanno una gestione finanziaria autonoma, nel rispetto delle linee guida fornite dalla Capogruppo.

b) Rischio di cambio

Fatta eccezione per quanto riportato nell'ambito del rischio energetico, il Gruppo Iren non è particolarmente esposto al rischio di cambio.

c) Rischio tassi di interesse

Il Gruppo Iren è esposto alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. La strategia del Gruppo Iren è quella di limitare l'esposizione al rischio di volatilità del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto. Nel corso delle Commissioni Financial Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, l'andamento dei tassi di interesse, il valore delle coperture stipulate e la rispondenza alle condizioni imposte dai covenant.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è legato essenzialmente all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi energetici, idrici ed ambientali. I crediti sono suddivisi su un ampio numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici); alcune esposizioni risultano di ammontare elevato e sono costantemente monitorate e, se del caso, fatte oggetto di piani di rientro. Le unità di Credit Management del Gruppo Iren dedicate al recupero crediti sono responsabili di questa attività.

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano non essere onorati alla scadenza con conseguente aumento dell'anzianità e dell'insolubilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente, tra gli altri fattori, anche della situazione economico-finanziaria congiunturale.

Per limitare l'esposizione al rischio di credito, sono stati attivati strumenti tra i quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale. Inoltre, sono offerti ai Clienti metodi di pagamento attraverso canali digitali.

La politica di gestione dei crediti e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela e di servizio erogato.

Il rischio di credito è coperto, per alcune tipologie di Clienti business, con opportune forme di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta emesse da soggetti di primario standing creditizio.

Per alcune tipologie di servizio (settore idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che viene rimborsato qualora il Cliente utilizzi, come modalità di pagamento, la domiciliazione bancaria/postale con addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa e ai regolamenti vigenti o in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento, è prevista l'applicazione di interessi di mora nella misura indicata nei contratti o dalla normativa.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata e nel rispetto della normativa vigente, i rischi di credito effettivi e sono determinati basandosi sull'estrazione dalle banche dati degli importi componenti il credito e, in generale, valutando le eventuali variazioni del predetto rischio rispetto alla rilevazione iniziale nonché, in particolare per i crediti commerciali, stimando le relative perdite attese determinate su base prospettica, tenendo in debita considerazione la serie storica.

Il controllo sui rischi di credito è inoltre rafforzato dalle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

Inoltre, su base trimestrale, la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati in merito all'evoluzione dei crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di tipologia della clientela, stato del contratto, filiera di business e fascia di *ageing*. La valutazione del rischio credito è effettuata sia a livello consolidato che di Business Unit e società.

Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.



m

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, titoli di emissione ambientale, ecc., dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione. È presente l'esposizione rischio cambio, tipica delle commodity di derivazione petrolifera, ma in modo attenuato grazie allo sviluppo dei mercati organizzati europei che trattano la commodity gas in valuta Euro e non più indicizzata ai prodotti petroliferi.

La politica del Gruppo è orientata ad una strategia di gestione attiva delle posizioni per stabilizzare il margine cogliendo le opportunità offerte dai mercati; essa si realizza sia mediante l'allineamento delle indicizzazioni delle commodity in acquisto e in vendita, sia attraverso lo sfruttamento verticale e orizzontale delle varie filiere di business, sia operando sui mercati finanziari.

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo, degli acquisti e delle vendite di energia e di gas naturale, sia in relazione ai volumi che alle formule di prezzo. L'obiettivo è ottenere una sufficiente stabilità dei margini attraverso:

- per la filiera elettrica, l'opportuno bilanciamento dell'autoproduzione e dell'energia dal mercato a termine rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo, con un ricorso al mercato spot adeguato;
- per la filiera del gas naturale la priorità di allineamento delle indicizzazioni della commodity in acquisto e in vendita.

Per una più dettagliata analisi dei rischi sinora trattati si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo", inserito nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato.

4. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi che, in aggiunta a quelli già evidenziati nei paragrafi precedenti, possono impattare sul conseguimento degli obiettivi, relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali, ai livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi.

Il processo di gestione dei rischi di Gruppo prevede che, per ciascuna filiera di business e ambito operativo, si analizzino le attività svolte e si identifichino i principali fattori di rischio connessi al raggiungimento degli obiettivi. In seguito all'attività di individuazione, i rischi sono valutati quali-quantitativamente (in termini di magnitudo e probabilità di accadimento), consentendo così l'identificazione dei rischi più rilevanti. L'analisi prevede altresì una valutazione del livello di controllo attuale e prospettico del rischio, monitorato mediante specifici *key risk indicators*.

Le fasi di cui sopra consentono di strutturare piani di trattamento specifici per ciascun fattore di rischio.

Lungo tutte le fasi di gestione, ciascun rischio è sottoposto su base continuativa a un processo di controllo e monitoraggio durante il quale si verifica la corretta ed efficace messa in atto delle attività di trattamento approvate e pianificate, nonché l'insorgenza di eventuali nuovi rischi operativi. Al processo di gestione dei rischi operativi è associato un sistema organico e strutturato di reportistica per la rappresentazione dei risultati dell'attività di misura e di gestione dei rischi.

Lo svolgimento di ciascuna delle fasi del processo avviene sulla base di standard e riferimenti definiti a livello di Gruppo. Con periodicità almeno trimestrale, si aggiorna la situazione dei rischi del Gruppo, nella quale sono evidenziati la dimensione e il livello di controllo di tutti i rischi monitorati, compresi quelli finanziari, di credito ed energetici. La reportistica sul rischio è trasmessa al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di gestione. L'analisi di rischio supporta altresì la redazione degli strumenti di pianificazione.

In particolare si evidenziano:

a. Rischi normativi e regolatori

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito opera una Direzione alla diretta dipendenza dell'Amministratore Delegato, dedicata al continuo monitoraggio della legislazione e della normativa di riferimento al fine di valutarne le implicazioni, garantendone la corretta applicazione nel Gruppo.

b. Rischio impianti

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti è gestito con l'approccio metodologico sopra descritto, al fine di allocare correttamente le risorse in termini di azioni di controllo e prevenzione (manutenzione preventiva/predittiva, sistemi di controllo e supervisione, piani di emergenza e continuità, ecc.).

Per gli impianti più rilevanti, il Risk Management svolge periodicamente delle survey, grazie alle quali può dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti, nonché le conseguenti azioni di prevenzione.

Il rischio è altresì presidiato mediante coperture assicurative progettate in considerazione delle singole realtà impiantistiche.

c. Rischi informatici

I rischi informatici (Cyber Risk) sono definiti come l'insieme di minacce interne ed esterne che possono compromettere la continuità aziendale o causare a terzi danni da responsabilità civile in caso di perdita o divulgazione di dati sensibili. Da un punto di vista interno, i rischi operativi di tipo informatico sono strettamente correlati all'attività del Gruppo Iren, che gestisce infrastrutture di rete ed impianti, anche tramite telecontrollo, sistemi di gestione operativa contabile e di fatturazione e le piattaforme di trading delle commodity energetiche. Il Gruppo Iren è infatti uno dei principali operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema potrebbero portare conseguenze economiche rilevanti, legate alla mancata presentazione di offerte di vendita e di acquisto dell'energia. Allo stesso tempo, problematiche relative alla supervisione e acquisizione dati di sistemi fisici potrebbero causare fermi impianti e danni collaterali anche gravi. Un blocco dei sistemi di fatturazione potrebbe inoltre determinare ritardi nell'emissione delle bollette e dei relativi incassi, nonché danni d'immagine.

A mitigazione di tali rischi sono state predisposte specifiche misure, quali ridondanze, sistemi in alta affidabilità e debite procedure di emergenza, che periodicamente sono sottoposte a simulazioni, al fine di garantire l'efficacia.

Il Gruppo Iren è inoltre esposto al rischio di attacchi informatici volti sia all'acquisizione di dati sensibili sia a produrre il blocco dell'operatività, danni agli impianti e alle reti e a compromettere la continuità dei servizi. Benchmark di mercato mostrano inoltre che sono sempre più frequenti attacchi volti all'acquisizione di dati propri e di terzi, con conseguenti azioni di responsabilità civile e sanzioni anche gravi, e all'acquisizione di segreti industriali. Le tecnologie di sicurezza perimetrale sono state aggiornate. La rete dati è stata ulteriormente segregata secondo l'utilizzo funzionale, inoltre è stato introdotto il sistema di gestione delle vulnerabilità, esteso anche a fornitori che trattano a vario titolo dati aziendali sensibili. E' in avvio il supporto di un Security Operation Center (SOC) esterno per il presidio h24, con l'utilizzo delle piattaforme di sicurezza Iren.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei programmi assicurativi del Gruppo.

5. RISCHI STRATEGICI

Il Gruppo Iren si è dotato di un Piano Industriale con un orizzonte temporale al 2023 che ne definisce gli orientamenti strategici ed i relativi obiettivi industriali da cui derivano le grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie di riferimento. Detti obiettivi si riferiscono a:

- a) efficientamento dell'organizzazione e dei processi del Gruppo e relativi saving;
- b) sviluppo (investimenti in settori regolati e quasi regolati, incremento della base clienti, efficienza energetica);
- c) consolidamento dei settori regolati (rinnovo delle concessioni: distribuzione gas, ciclo idrico integrato e settore ambiente)
- d) crescita esterna;
- e) scenario energetico;
- f) sostenibilità e target ESG (Environment, Social, Governance).

Detto Piano è stato sottoposto, in applicazione delle policy di Gruppo, ad un *risk assessment* effettuato dalla Direzione Risk Management e ai relativi stress test che ne hanno evidenziato la sostanziale tenuta anche a fronte di eventi avversi caratterizzati da specifiche *sensitivity*. Oltre alle analisi di rischio legate al Piano, la Direzione Risk Management contribuisce con *risk assessment* specifici alle operazioni di *merger & acquisition* che stanno coinvolgendo il Gruppo Iren.



m

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Sino alla data del 30 giugno 2018, sono rimasti in vigore (i) il *“Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate”* (in seguito anche *“Regolamento interno OPC”*), nella versione da ultimo aggiornata con deliberazione del Consiglio di Amministrazione di IREN assunta in data 13 marzo 2015, previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate della Società (in seguito anche *“COPC”*, interamente composto da Amministratori indipendenti); (ii) la Procedura operativa per la gestione delle Operazioni con Parti Correlate, che integra e dettaglia le previsioni del predetto Regolamento Interno OPC, approvata dal Consiglio di Amministrazione di IREN in data 15 marzo 2016, previo parere favorevole del COPC.

Con la finalità di addivenire all'unificazione dei succitati documenti e ad una conseguente razionalizzazione delle relative previsioni, in data 12 aprile 2018, previo parere favorevole da parte del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, il Consiglio di Amministrazione di IREN ha approvato la Procedura in materia di Operazioni con Parti Correlate (in seguito anche *“Procedura OPC”*), con entrata in vigore differita al 1° luglio 2018, data in cui ha sostituito la documentazione in precedenza vigente in materia, ossia il Regolamento Interno OPC e la Procedura Operativa per la gestione delle operazioni con parti correlate, diventando l'unico documento di riferimento nel Gruppo. Nelle more dell'entrata in vigore della Procedura OPC di cui sopra, sono state apportate al relativo testo alcune modifiche di carattere formale, sottoposte, previo parere favorevole del COPC, al Consiglio di Amministrazione di IREN, che in data 2 luglio 2018 ha approvato una versione aggiornata della Procedura OPC.

La vigente Procedura OPC è pubblicata sul sito Iren (www.gruppoiren.it).

I documenti di cui sopra sono stati predisposti in attuazione:

- delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all'art. 2391-*bis* del Codice Civile;
- del Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e ss.mm.ii. (*“Regolamento Consob”*), tenuto conto delle indicazioni di cui alla Comunicazione Consob n. DEM/10078683 del 24 settembre 2010 (*“Comunicazione Consob”*);
- delle disposizioni di cui all'art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il *“Testo Unico della Finanza”* ovvero *“TUF”*) nonché di quanto previsto dal Regolamento (UE) n. 596/2014 in materia di abusi di mercato.

I documenti societari adottati in ottemperanza alla normativa in materia di operazioni con parti correlate, definiti in coordinamento con quanto previsto dalle procedure amministrative e contabili di cui all'art. 154-*bis* TUF, hanno per scopo, in particolare:

- (i) disciplinare l'effettuazione delle operazioni con parti correlate da parte di IREN, direttamente o per il tramite di società controllate, individuando procedure e regole interne idonee ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale di tali operazioni, nonché
- (ii) stabilire le modalità di adempimento dei relativi obblighi informativi, ivi compresi quelli previsti dalle disposizioni di legge e regolamentari vigenti e applicabili.

Questi, in estrema sintesi, prevedono:

- a) l'individuazione del perimetro delle parti correlate;
- b) definizione di operazione con parte correlata;
- c) l'individuazione dei casi di esclusione nonché delle operazioni c.d. *“di importo esiguo”*;
- d) procedure applicabili alle operazioni di minore rilevanza;
- e) procedure applicabili alle operazioni di maggiore rilevanza;
- f) soggetti preposti all'istruttoria in materia di operazioni con parti correlate;
- g) operazioni di competenza assembleare;
- h) forme di pubblicità.

Iren e le Società dalla stessa controllate informano i rapporti con parti correlate a principi di trasparenza e correttezza. Tali rapporti attengono principalmente a prestazioni fornite alla generalità della clientela (gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.) o a seguito di concessioni e affidamenti di servizi, in particolare per il settore ambiente, e sono regolati dai contratti applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti delle prestazioni di cui sopra, i rapporti sono regolati da specifici contratti le cui condizioni sono fissate, ove possibile, sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, vengono definite le condizioni contrattuali anche mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato al capitolo "VI. Informativa sui rapporti con parti correlate", e nel paragrafo "XII. Allegati al Bilancio Consolidato" quale parte integrante delle stesse.



m

QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentati i principali riferimenti normativi del 2018 in relazione ai settori di competenza del Gruppo Iren.

SERVIZI PUBBLICI LOCALI DI INTERESSE ECONOMICO E NORMATIVA DI INTERESSE GENERALE

Norme in materia di gestione dei servizi pubblici locali di interesse economico

La disciplina dei servizi pubblici locali risultante dal quadro normativo è contenuta nella Legge 17/12/2012 n. 221 e s.m.i. di conversione del Decreto Legge 18/10/2012 n. 179 recante ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese, art. 34 c.20 e ss, come modificata dal D.L. 30/12/2013 n. 150 - Proroga di termini previsti da disposizioni legislative, art. 13 *Termini in materia di servizi pubblici locali*, in vigore dal 1° marzo 2014.

Sulla base del quadro normativo indicato, gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1° ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in Borsa a tale data, e a quelle da esse controllate, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente, il 31 dicembre 2020.

Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, compresi quelli appartenenti al settore dei rifiuti urbani, di scelta della forma di gestione, di determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, di affidamento della gestione e relativo controllo sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali.

Con Determinazione dell'8 novembre 2017, n. 1134, l'Autorità Nazionale Anti Corruzione ha emanato le "Nuove linee guida per l'attuazione della normativa in materia di prevenzione della corruzione e trasparenza da parte delle società e degli enti di diritto privato controllati e partecipati dalle pubbliche amministrazioni e degli enti pubblici economici", che confermano l'esclusione delle società quotate dalla normativa, fatta salva l'applicazione alle sole attività di pubblico interesse svolte da società appartenenti ad un gruppo quotato ma partecipate direttamente da una Pubblica Amministrazione. Le Linee Guida motivano l'esclusione alla luce della necessità di un ulteriore approfondimento da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze e della Commissione Nazionale per le Società e la Borsa che, ad oggi non risulta ancora terminato.

Il Testo Unico in materia di società a partecipazione pubblica (TUSP) è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale con D.Lgs.19 agosto 2016, n. 175, in vigore dal 23 settembre 2016. Il TUSP è stato da ultimo modificato dall'art. 1 comma 721 della Legge di Bilancio 2019 (L. 30 dicembre 2018, n. 145), la quale ha previsto l'applicazione dello stesso alle società quotate ed alle società da esse controllate solo se espressamente previsto.

Codice dei contratti pubblici

Il Codice dei Contratti Pubblici attualmente in vigore è stato approvato con D.lgs. 18 aprile 2016, n. 50 e rettificato con successivi provvedimenti, da ultimo il D.L. 14 dicembre 2018, n. 135 (D.L. Semplificazioni) e la L. 30 dicembre 2018, n. 145 (Legge di Bilancio 2019).

Si segnalano in particolare:

- l'art. 5 del DL Semplificazioni (rubricato "Norme in materia di semplificazione e accelerazione delle procedure negli appalti pubblici sotto soglia comunitaria"), che ha apportato una modifica all'art. 80, comma 5 del D. Lgs 50/2016, introducendo una serie di cause di esclusione dalle procedure di appalto o di concessione riferibile alle condotte degli operatori economici in fase di partecipazione alla gara o di esecuzione di un precedente contratto. Le modifiche trovano applicazione per le sole procedure i cui bandi o avvisi di indizione sono stati pubblicati successivamente alla data di entrata in vigore del decreto e, in difetto, per le procedure in cui, alla medesima data, non sono stati ancora inviati gli inviti a presentare offerte. Sul tema, erano già intervenute le Linee Guida ANAC n. 6, recanti "Indicazione dei mezzi di prova adeguati e delle carenze nell'esecuzione di un precedente contratto di appalto che possano considerarsi significative per la dimostrazione delle circostanze di esclusione di cui all'art. 80, comma 5, lett. c) del Codice". L'ANAC, in data 28 settembre 2018, ha trasmesso al Consiglio di Stato,

per l'acquisizione del relativo parere, lo schema di documento di revisione delle linee guida in questione, accompagnato da una relazione illustrativa delle scelte adottate. Allo stato è verosimile che il testo in questione dell'articolo sarà corrispondentemente adeguato successivamente alla conversione in legge del decreto in commento;

- l'articolo 1, comma 912 della Legge di Bilancio 2019, che ha innalzato le soglie per l'affidamento diretto e tramite procedura negoziata degli appalti di lavori. In particolare ha previsto che "nelle more di una complessiva revisione del codice dei contratti pubblici, di cui al decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50, fino al 31 dicembre 2019, le stazioni appaltanti, in deroga all'articolo 36, comma 2, del medesimo codice, possono procedere all'affidamento di lavori di importo pari o superiore a 40.000 euro e inferiore a 150.000 euro mediante affidamento diretto previa consultazione, ove esistenti, di tre operatori economici e mediante le procedure di cui al comma 2, lettera b), del medesimo articolo 36 per i lavori di importo pari o superiore a 150.000 euro e inferiore a 350.000 euro".

In attuazione del Codice, continua l'attività di revisione e pubblicazione delle Linee Guida da parte dell'ANAC. Nel corso del 2018 sono stati pubblicati i seguenti principali provvedimenti:

- Delibera n. 4 del 10 gennaio 2018: revisione delle Linee Guida n. 5, recanti "Criteri di scelta dei commissari di gara e di iscrizione degli esperti nell'Albo nazionale obbligatorio dei componenti delle commissioni giudicatrici";
- Delibera n. 138 del 21 febbraio 2018: revisione delle Linee Guida n. 1, recanti "Indirizzi generali sull'affidamento dei servizi attinenti all'architettura e all'ingegneria";
- Delibera n. 206 del 1° marzo 2018: revisione delle Linee Guida n. 4, recanti "Procedure per l'affidamento dei contratti pubblici di importo inferiore alle soglie di rilevanza comunitaria, indagini di mercato e formazione e gestione degli elenchi di operatori economici";
- Delibera n. 318 del 28 marzo 2018: Linee Guida n. 9 recanti "Monitoraggio delle amministrazioni aggiudicatrici sull'attività dell'operatore economico nei contratti di partenariato pubblico privato";
- Delibera n. 424 del 2 maggio 2018: revisione delle Linee Guida n. 2, recanti "Offerta economicamente più vantaggiosa";
- Deliberazione n. 614 del 4 luglio 2018: Linee Guida n. 11, recanti "Indicazioni per la verifica del rispetto del limite di cui all'articolo 177, comma 1, del codice da parte dei soggetti pubblici o privati titolari di concessioni di lavori, servizi pubblici o forniture già in essere alla data di entrata in vigore del codice non affidate con la formula della finanza di progetto ovvero con procedure di gara ad evidenza pubblica secondo il diritto dell'Unione europea".

In data 2 novembre 2018 è stato pubblicato sul Portale ANAC l'Atto di segnalazione n. 4 del 17 ottobre 2018, concernente la verifica degli affidamenti dei concessionari ai sensi dell'art.177 del D. Lgs. 50/2016 e gli adempimenti dei concessionari autostradali ai sensi dell'art.178 dello stesso codice.

Dette Linee Guida, e l'Atto di segnalazione sopra indicati, sono state impugnate innanzi al TAR del Lazio, dalle società del Gruppo Iren, insieme alle altre società quotate concessionarie di servizi pubblici locali, con intervento ad adiuvandum di Utilitalia. L'udienza di discussione nel merito è fissata per il prossimo 22 maggio 2019.

Riforma della Legge Fallimentare

In merito al tema in oggetto, al 31 dicembre 2018 non vi è stato l'intervento del Governo, che entro il 14 novembre avrebbe dovuto redigere una disciplina organica relativa a procedure concorsuali, composizione delle crisi da sovraindebitamento e sistema dei privilegi e delle garanzie, in attuazione di quanto previsto dalla Legge n. 155 del 19 ottobre 2017 di delega al Governo "per la riforma delle discipline della crisi di impresa e dell'insolvenza".

In data 10 gennaio 2019 il Consiglio dei Ministri ha approvato in esame definitivo il decreto legislativo che introduce il nuovo Codice della crisi d'impresa e dell'insolvenza, concludendo l'iter di attuazione della Legge Delega.



AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS

La disciplina del servizio di Distribuzione gas è stata profondamente modificata dalle disposizioni del c.d. Decreto Letta, approvato con D.lgs. n. 164 del 2000, che ha introdotto la concorrenza nel mercato del gas naturale italiano attraverso la liberalizzazione delle importazioni, esportazioni, trasporto, dispacciamento e vendita di gas.

Con Decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale e con il D.M. 12/11/2011, n. 226 c.d. Decreto Criteri (aggiornato da ultimo con il DM 20/05/2015 nr. 106) è stato adottato il Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione gas.

I termini per l'indizione delle gare, inizialmente fissati in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento, sono stati più volte prorogati e le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione e dell'aggiudicazione delle gare ad evidenza pubblica.

Nonostante le date come individuate dalla Legge 21 del 25 febbraio 2016 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 20 dicembre 2015 n. 210", siano state ampiamente superate (come da elenco di seguito riportato), ad oggi le gare negli Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) indicati, di interesse per le società IRETI ed ASM Vercelli, affidatarie del servizio, non hanno ancora preso avvio.

- Reggio Emilia - gara prorogata di due anni causa terremoto - 11 novembre 2016
- Parma - 11 luglio 2016
- Piacenza 1 Ovest - 11 dicembre 2016
- Piacenza 2 Est - 11 settembre 2017
- Genova - 11 aprile 2017
- Vercelli - 11 ottobre 2016

In tema di svolgimento ed affidamento del servizio distribuzione gas occorre citare la delibera 382/2012/R/gas, che riporta lo schema di contratto di servizio tipo per la distribuzione del gas naturale, il citato DM 226/2011 per lo schema di bando tipo e il DM 22 maggio 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico inerente alle "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale".

La Legge 4 agosto 2017, n. 124 (GU 14 agosto 2017, n. 189) "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" all'articolo 1, comma 93, norma invece il caso in cui, rispettati certi parametri aggregati d'ambito, lo scostamento VIR/RAB degli impianti - laddove il VIR sia stato determinato sulla base delle Linee guida del Ministero - possa non essere soggetto al vaglio dell'ARERA. Al comma 94, prevede che l'ARERA deliberi un iter semplificato per l'esame del bando e disciplinare di gara laddove tali documenti siano stati redatti in aderenza a quelli "tipo" predisposti dai dd.mm.

Il comma 95, infine, prevede una modifica all'art. 10 del DM 226/2011 con riferimento alla partecipazione in ATI alla gara per l'assegnazione del servizio. Al proposito, prevede infatti che "Ai fini della partecipazione alle gare d'ambito di raggruppamenti temporanei d'impresa e dei consorzi ordinari, i requisiti di capacità tecnica individuati dall'articolo 10, comma 6, lettere a., c. e d., del citato regolamento di cui al decreto 12 novembre 2011, n. 226, possono essere posseduti anche da uno solo dei partecipanti; i requisiti individuati dal predetto articolo 10, comma 6, lettera b., devono essere posseduti cumulativamente dai partecipanti."

Il Decreto Legislativo n. 56/2017, pubblicato il 5 maggio 2017, ha apportato disposizioni integrative e correttive al Codice dei contratti pubblici, e in particolare ha integrato la disciplina e fornito un chiarimento in merito al campo di applicazione del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50 in materia di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas, da leggersi in continuità con la Circolare Direttoriale Mise del 23 marzo 2017.

IRETI ha impugnato il D.M. 22 maggio 2014 e il successivo D.M. 106/2015, e pende avanti il Consiglio di Stato il ricorso per l'impugnazione della sentenza n. 11242/2016 con la quale il Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio ha rigettato i ricorsi proposti per l'annullamento degli atti di cui sopra.

Il Consiglio di Stato ha rimesso, per altro giudizio promosso sullo stesso tema, la questione avanti la Corte di Giustizia dell'Unione Europea affinché stabilisca "se tali principi e norme ostano ad una normativa nazionale... che prevede una applicazione retroattiva dei criteri di determinazione dell'entità dei rimborsi spettanti agli ex concessionari con incidenza su pregressi rapporti negoziali ovvero se tale applicazione sia giustificata, anche alla luce del principio di proporzionalità, dall'esigenza di tutelare altri interessi pubblici,

di rilevanza europea, afferenti all'esigenza di consentire una migliore tutela dell'assetto concorrenziale del mercato di riferimento unitamente alla maggiore protezione degli utenti del servizio che potrebbero subire, indirettamente, gli effetti di un eventuale maggiorazione delle somme spettanti agli ex concessionari".

Con la deliberazione 69/2018/R/Gas l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni inerenti i valori di VIR dei comuni dell'ATEM Genova 1 – Città e Impianto di Genova con scostamento tra VIR e RAB maggiori del 10%; In relazione alle previsioni di cui all'articolo 15, comma 5 del decreto legislativo 164/00, come modificato in ultimo dall'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 145/13

Unbundling funzionale

La Separazione Funzionale, o unbundling, nei gruppi integrati verticalmente si traduce nell'obbligo di gestire le infrastrutture essenziali in modo neutrale, senza favorire in alcun modo qualsivoglia impresa che svolge attività commerciali nel settore dell'energia. Secondo le norme di Unbundling Funzionale, la distribuzione del gas naturale è gestita in modo neutrale nel caso in cui sia affidata ad un Gestore Indipendente, vale a dire ad un amministratore che, pur operando all'interno del gruppo integrato, sia dotato di un'ampia autonomia decisionale ed organizzativa, oppure se il Gestore Indipendente adotti una serie di misure idonee ad impedire comportamenti discriminatori in materia di governance, organizzazione, procedure, sistemi informativi, personale, approvvigionamenti e molti altri importanti aspetti della gestione aziendale. La Delibera 296/2015/R/com emanata da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) ha approvato le disposizioni in merito agli obblighi di separazione (unbundling) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas (TIUF – Testo Integrato Unbundling Funzionale) con la quale si stabilisce, tra gli altri, l'obbligo di separazione della politica di comunicazione e del marchio tra le imprese di vendita e distribuzione.

IRETI fa parte del gruppo IREN che forma un'Impresa Verticalmente Integrata (IVI) nel settore sia dell'energia elettrica che del gas naturale ai sensi dell'art. 1.1 del TIUF, in quanto nel gruppo sono esercitate sia attività rientranti nell'elenco di cui all'art. 4.1 del TIUF, sia attività liberalizzate del settore energetico. Pertanto, al fine della realizzazione della separazione funzionale, ha proceduto ad affidare l'amministrazione dell'attività di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica ad un Gestore Indipendente, in possesso di tutti i poteri e le caratteristiche previste dalla normativa.

Con DCO 307/2017 ARERA ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità in tema di riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione, a seguito dell'introduzione delle disposizioni del TIUF (Allegato A alla deliberazione 296/2015/R/com) in materia.

Nell'ambito della suddetta consultazione, l'Autorità ha avviato una raccolta dati avente ad oggetto i costi operativi e di capitale sostenuti dagli operatori per adempiere agli obblighi di separazione del marchio.

Servizio di default

Il servizio di default è un servizio complementare e sostitutivo al servizio di fornitura di ultima istanza, di carattere temporaneo, destinato ad operare quando nella gestione dei contratti di fornitura con i clienti finali si verificano, anche per periodi transitori, situazioni in cui il cliente resta privo del proprio venditore. Il servizio in esame è stato introdotto dall'Autorità di Regolazione in attuazione dell'art. 7, comma 4, del D.lgs. 2011 n. 93 con la deliberazione ARG/gas 99/11. Tale Delibera era stata inizialmente ritenuta illegittima e sospesa dal TAR Lombardia con la sentenza 29/12/2012 n. 3296, sentenza poi ribaltata dal Consiglio di Stato. In estrema sintesi il Consiglio di Stato, aderendo alle difese dell'AEEGSI, ha ritenuto che il servizio di default sia riconducibile al servizio di bilanciamento e che lo stesso non possa essere qualificato come attività di vendita ma, piuttosto, come attività di regolazione ex post dei rapporti di indebito oggettivo sorti in seguito ai prelievi effettuati dal cliente rimasto allacciato alla rete di distribuzione. Ciò, anche in considerazione del fatto che non sussiste il rischio tipico dell'attività di vendita, in quanto la morosità del cliente finale servito è pressoché integralmente socializzata e posta a carico della collettività.

Con la Delibera 513/2017/R/gas del 6 luglio 2017 l'Autorità ha definito la disciplina di dettaglio per la valutazione delle istanze finalizzate al versamento parziale o all'esonero dal versamento dell'ammontare previsto, a fronte del gas prelevato, nei casi di mancata disalimentazione fisica dei punti di riconsegna-fornitura nel servizio di default distribuzione, poi ulteriormente integrata con successiva Delibera 190/2018/R/gas del 29 marzo 2018. I citati provvedimenti si pongono in esito ad un complesso dialogo con gli operatori che ha condotto all'individuazione di una tassonomia di ipotesi tipiche fondate su casistiche realmente accadute e rappresentate all'Autorità dagli stessi operatori.



M

AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Il Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (il "Decreto Bersani") ha istituito un quadro normativo generale per il mercato elettrico italiano che ha introdotto gradualmente la concorrenza nella produzione di energia elettrica e vendita a clienti idonei, a fronte del mantenimento di una struttura di monopolio regolamentato per la trasmissione e la distribuzione. L'attività di distribuzione è affidata a IRETI (già AEM Torino Distribuzione S.p.a. e già AMPS S.p.a.) dal ministero delle Attività produttive in concessione fino al 2030 rispettivamente sui territori dei Comuni di Torino e Parma e, tramite ASM Vercelli, nel comune di Vercelli.

Nel 2007 sono state adottate misure per assicurare la separazione funzionale ("*unbundling*"). Come già specificato nella sezione Distribuzione gas, con la Delibera del 296/2015/R/COM sono stati introdotti obblighi di separazione funzionale anche per gli esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica.

Codice di Rete (CADE) e oneri generali di sistema

La Delibera ARERA 481/17/R/eel ha definito la nuova struttura degli oneri generali di sistema.

La disciplina degli oneri generali di sistema (OGS) si trova in primo luogo all'art. 3, comma 11, del D.Lgs. n. 79/99, all'art. 39, comma 3, del D.L. 22 giugno 2012, n. 83 nonché, per le modalità di esazione degli stessi, gli artt. 40 e seguenti del Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT).

Il TAR Lombardia, in accoglimento di ricorsi presentati da alcuni venditori, ha dichiarato illegittima la Delibera 268/2015/R/eel (CADE - Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica) nella parte in cui prevede che le garanzie che i venditori sono tenuti a prestare al distributore debbano coprire gli OGS oltre ai corrispettivi per il trasporto. Tale pronuncia ha chiarito che sono i clienti finali i soggetti della filiera elettrica obbligati, dal punto di vista giuridico ed economico, a sostenere gli OGS, evidenziando l'assenza di norme che prevedessero la traslazione in capo ai venditori dell'obbligazione gravante sui clienti finali e non riconoscendo in questo ambito all'Autorità un potere di eterointegrazione dei contratti tra distributore e venditore.

L'Autorità ha appellato la sentenza ed è intervenuta transitoriamente con la Delibera 109/2017/R/eel da un lato riducendo la quantificazione delle garanzie e, dall'altro avviando un procedimento finalizzato ad individuare meccanismi volti a riconoscere un'adeguata compensazione ai venditori e ai distributori dell'eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie a copertura degli OGS.

La sentenza del Consiglio di Stato n. 5620/2017 del 30 novembre 2017 ha rigettato l'appello dell'Autorità confermando l'annullamento della Delibera 268/2015/R/eel ed implicitamente "confermando" la piena vigenza della Delibera 109/2017/R/eel.

ARERA, con un comunicato stampa pubblicato il 29 dicembre 2017, a valle della decisione del Giudice Amministrativo sopra richiamata, ha affermato che la deliberazione 109/2017 racchiude una disciplina transitoria e provvisoria la quale trova piena applicazione in tutte le sue parti nei confronti di tutti i soggetti incisi (imprese distributrici e utenti del trasporto), con particolare riferimento agli obblighi di versamento degli oneri generali di sistema già statuiti dalla regolazione in conformità alla normativa vigente in capo a tali soggetti.

Con Delibera 50/2018/R/eel del 1° febbraio 2018, l'ARERA, nel confermare l'attuale gestione degli OGS, ha però introdotto il reintegro degli OGS versati ma non riscossi e non recuperabili dal distributore, che può presentare richiesta di accesso al reintegro qualora sia adempiente ai versamenti degli OGS dal 1° gennaio 2016 e in riferimento a venditori con contratto di trasporto risolto da almeno 6 mesi. Il reintegro è coperto da apposito conto istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, utilizzato anche per il reintegro dei crediti OGS dei venditori, come delineato nel DCO 52/2018/R/eel.

Successivamente con delibera 430/2018/R/eel del 2 agosto 2018, l'ARERA ha previsto il termine di conclusione del procedimento per l'ottemperanza alle sentenze pronunciate del Tar Lombardia, Sez. II, in tema di garanzie fornite da parte dell'utente di trasporto, di cui alla delibera 109/2017/R/eel, ampliandone l'ambito, e fissando come nuovo termine di conclusione il 30 giugno 2019. In data 11 dicembre 2018, con delibera 655/2018/R/eel, l'Autorità ha definito gli interventi urgenti in termini di regole e di rimedi risolutivi applicabili da parte delle imprese distributrici, nei casi di mancato adeguamento o mancata integrazione delle garanzie prestate dall'utente del trasporto.

AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Il processo di riforma del Servizio Idrico Integrato (SII), avviato con la Legge 36/94 (Legge Galli), è stato rivisto con l'approvazione del D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (T.U. Ambientale, anche questo oggetto di periodiche importanti modifiche) e con l'emanazione dell'art. 23-bis del d.l. 25 giugno 2008, n. 112, convertito con modificazioni nella legge 6 agosto 2008, n. 133, relativo ai "servizi pubblici di rilevanza economica".

A seguito del Referendum indetto il 12 e 13 giugno 2011 con l'abrogazione dell'art. 23 bis, si è prodotta l'applicazione immediata della disciplina comunitaria relativa alle regole concorrenziali minime in tema di gara ad evidenza pubblica per l'affidamento della gestione di servizi pubblici di rilevanza economica.

In merito alle gestioni esistenti, come sancito dall'art. 34 del D.L. n. 179/12 convertito in L. n. 221/12 ed integrata dalla Legge 29 luglio 2015, n.115, art. 8, comma 1, gli affidamenti dei servizi effettuati da società quotate e controllate da quotate resteranno attivi fino alla scadenza naturale prevista per ciascuna di esse sulla base degli atti regolanti il rapporto con i singoli Comuni.

Il servizio Idrico Integrato è altresì disciplinato, per la regione Emilia Romagna, dalle Leggi Regionali n. 25 del 1999 e n. 10 del 2008. Quanto alla disciplina in materia di ATO, la Regione Emilia Romagna con Legge Regionale 23 dicembre 2011 n. 23 ha disciplinato le "Norme di organizzazione territoriale delle funzioni relative ai servizi pubblici locali dell'ambiente", che detta le norme relative alla regolazione dei servizi pubblici ambientali ed in particolare all'organizzazione territoriale del servizio Idrico Integrato e del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani in Emilia Romagna, e dispone che sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza, l'intero territorio regionale costituisca l'ambito territoriale ottimale in conformità agli articoli 147 e 200 del decreto legislativo n. 152 del 2006. ATERSIR è l'Agenzia di regolazione dei servizi pubblici locali ambientali della Regione Emilia-Romagna.

La Regione Liguria, con Legge n. 1 del 24 febbraio 2014, ha attribuito le funzioni in materia di organizzazione e gestione del Servizio Idrico Integrato e di Gestione Integrata dei Rifiuti.

Per quanto riguarda il SII, la Legge ha individuato 5 ATO:

- ATO Ovest – Provincia di Imperia;
- ATO Centro/Ovest 1 (ATO Costiero) - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Ovest 2 (ATO Padano) - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Est – Provincia di Genova;
- ATO Est – Provincia di La Spezia.

Si precisa che l'articolo 10 comma 1 della citata legge è stato dichiarato illegittimo dalla Corte Costituzionale con sentenza n. 31 del 10 febbraio 2015.

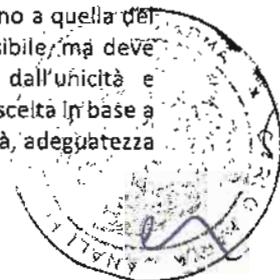
La Provincia di Savona ha approvato il 30 settembre 2015 la delibera nr. 70/2015, con la quale ha disposto l'approvazione dei Piani degli ambiti e la definizione dei soggetti di affidamento tramite *in house* (e quindi esclusione di Acquedotto di Savona, fusa in IRETI con efficacia 1° gennaio 2016). La delibera è stata impugnata dal Gruppo e ad oggi il procedimento è ancora pendente.

La Legge Regionale n. 1 del 24 febbraio 2014 e s.m.l. aveva operato la delimitazione degli ambiti territoriali ottimali con la individuazione di due ATO Centro Ovest (1 e 2, rispettivamente ATO costiero e padano).

Con la Legge Regionale n. 17 del 23 settembre 2015 l'ATO costiero Centro Ovest 1 era stato suddiviso in due sub-ambiti territoriali ottimali (Centro Ovest 1 e 3, quest'ultimo c.d. "ponente").

La sentenza della Corte Costituzionale n.173, depositata il 17 luglio 2017, ha comportato l'abrogazione della L.R. 17/2015 relativamente alla delimitazione del terzo ATO, ripristinando la situazione iniziale prevista dalla L.R. 1/2014, con un unico ambito costiero (ATO Centro Ovest 1) ed uno padano (ATO Centro Ovest 2).

Due le censure fondamentali: una di natura processuale, ossia la tardività della costituzione in giudizio della Regione Liguria, la seconda, di natura sostanziale, ossia la Regione Liguria aveva emanato una norma che, in realtà, doveva essere di competenza statale. Si legge infatti: "Alle Regioni è attribuita la facoltà di modificare la dimensione degli ATO, che tuttavia deve essere di norma non inferiore almeno a quella del territorio provinciale". La deroga delle dimensioni definite dalla legislazione statale è possibile, ma deve rispettare i criteri stabiliti dalla stessa, costituiti dall'unità del bacino idrografico, dall'unicità e dall'adeguatezza della gestione. La deroga, inoltre, è consentita purché la Regione motivi la scelta in base a criteri di differenziazione territoriale e socio-economica e in base a principi di proporzionalità, adeguatezza ed efficienza rispetto alle caratteristiche del servizio, anche su proposta dei comuni".



M

Ad oggi, facendo seguito alla sentenza delle Corte Costituzionale n.173/2017 la Provincia è impegnata, in qualità di Ente di Governo dell'Ambito Centro Ovest 1, a predisporre e approvare un nuovo piano d'ambito unico, ed un nuovo affidamento del servizio idrico integrato.

Il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti con nota del 17 aprile 2018 ha ribadito il principio e la posizione per cui il servizio idrico in area portuale non è materia regolata dal D.M. del 14 novembre 1994 (poi abrogato dal D. Lgs. 232/2017) "in quanto prevale il D. Lgs. 152/2006 quale norma legislativa posteriore che ridisciplina l'intera materia del servizio idrico integrato". Sul punto si era già espresso il TAR Toscana con sentenza 933/2017, secondo cui l'individuazione dei servizi di interesse generale nei porti, rientranti nella competenza dell'Autorità di sistema portuale (e, quindi, da affidare da parte di questa tramite procedura ad evidenza pubblica) vanno individuati anche con riferimento alle discipline di settore relativi alle diverse tipologie di servizi. Pertanto, il servizio idrico integrato, anche in ambito portuale, è disciplinato dal D.Lgs 152/2006.

AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO TELERISCALDAMENTO

Allo stato attuale della normativa, e secondo i più recenti orientamenti giurisprudenziali (TAR Lombardia sez. I sent. 9 maggio 2014 n. 1217), il servizio del teleriscaldamento non costituisce di per sé un servizio pubblico locale, ma rappresenta comunque un monopolio naturale.

La qualificazione del teleriscaldamento non è, pertanto, univoca e viene rimessa alla valutazione discrezionale e motivata dei singoli enti, in base alle singole condizioni del mercato di riferimento ed all'esistenza o meno di limitazioni alla concorrenza che possano rappresentare una barriera ad offerte universali e non discriminatorie. Peraltro nel settore è stata avviata da tempo un'attività regolatoria da parte dell'ARERA.

AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO GESTIONE RIFIUTI

Per Gestione Integrata Rifiuti si intende l'insieme delle attività di trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti, ivi compresa l'attività di spazzamento delle strade e il controllo di queste operazioni.

La normativa di carattere generale applicabile al settore dei Servizi di Gestione Integrata Rifiuti, è contenuta, a livello nazionale, nel Codice dell'Ambiente (D.lgs. 152/2006 modificato da ultimo dal DM 15 gennaio 2014), nella Legge 22 maggio 2015, n. 68 "Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente", nel D. lgs. 36/2003 (discariche), nel D. lgs. 133/2005 (incenerimento e coincenerimento) e nel Decreto del Presidente della Repubblica 13 marzo 2013, n. 59 (Autorizzazione Unica Ambientale).

Normativa regionale

Posto che le Autorità d'Ambito Territoriale sono cessate al 31 dicembre 2012, la Regione Emilia Romagna ha istituito l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna (ATERSIR), per i servizi idrici e rifiuti alla quale partecipano tutti i Comuni e le province ed alla quale spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale, nonché la determinazione delle tariffe di smaltimento dei rifiuti urbani sulla base dei criteri regionali, dell'impiantistica privata e pubblica. Tale Agenzia è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

La Regione Piemonte ha invece adottato il Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti in data 30 settembre 2009, concludendo un percorso avviato nel 2007. Il Piano aveva orizzonte temporale 2009 – 2015.

Contestualmente all'adozione del Piano, era prevista la costituzione di 3 Ambiti Territoriali Ottimali, accorpando gli 8 ambiti precedenti suddivisi per Provincia.

La Legge Regionale Piemonte 7/2012 ha ulteriormente modificato la struttura degli Ambiti, prevedendone una articolazione su quattro. I quattro Ambiti attuali sono così composti:

- a) ambito 1: Novarese, Vercellese, Biellese e Verbano, Cusio, Ossola;
- b) ambito 2: Astigiano e Alessandrino;
- c) ambito 3: Cuneese;
- d) ambito 4: Torinese.

Gli ATO hanno ruolo di pianificazione delle attività e di applicazione di quanto previsto dal Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti, nonché la pianificazione dei flussi e delle tariffe di smaltimento.

A loro volta gli ATO sono suddivisi in Consorzi di Bacino che hanno un ruolo rilevante a livello di gestione.

La Regione Emilia Romagna ha approvato di recente i seguenti atti:

- L.R. 21 dicembre 2017, n. 24, recante "disciplina regionale sulla tutela e l'uso del territorio";
- L.R. del 20 aprile 2018, n. 4, Allegato A.2 - Disciplina della valutazione dell'impatto ambientale dei progetti;
- Delibera di Giunta Regionale del 15 gennaio 2018, n. 34 - Disposizioni relative ai flussi di rifiuti di cui al Piano regionale dei rifiuti approvato con Delibera Assemblea Legislativa n. 67 del 3 maggio 2016;
- Delibera Giunta Regionale del 22 ottobre 2018 n. 1758 - Analisi concernenti l'andamento della produzione dei rifiuti nell'anno 2018 e disposizioni relative ai flussi di rifiuti in attuazione dell'art. 25 delle Norme tecniche del Piano regionale di gestione dei rifiuti approvato con Delibera Assemblea Legislativa n. 67 del 3 maggio 2016;
- Delibera di Giunta Regionale del 22 ottobre 2018 n. 1762 - Regolamento Tipo per la disciplina della tariffa rifiuti corrispettiva; presa d'atto dei lavori del Comitato Guida per l'attuazione del Protocollo di intesa tra Regione Emilia-Romagna, ATERSIR ed ANCI in materia di tariffazione puntuale.

La Regione Piemonte ha emanato di recente i seguenti atti:

- Deliberazione Consiglio Regionale del 16 gennaio 2018, n. 253-Z215 - Piano regionale di gestione dei rifiuti speciali (PRRS);
- L.R. del 10 gennaio 2018, n. 1 - Norme in materia di gestione dei rifiuti e servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani e modifiche alle leggi regionali 26 aprile 2000, n. 44 e 24 maggio 2012, n. 7;
- Delibera Assemblea Legislativa del 6 marzo 2018, n. 1 epigrafe - Integrazione del Piano Regionale dei rifiuti e delle bonifiche approvato con Delibera Assemblea Legislativa del 25 marzo 2015, n. 14 (Piano Regionale dei rifiuti e delle bonifiche comprensivo di piano di monitoraggio e dichiarazione di sintesi). Adozione dei criteri di valutazione del rischio di definizione delle priorità di intervento;
- Delibera di Giunta Regionale del 20 luglio 2018 n. 27-7252 L.R. n. 1/2018 art. 3 - Delibera del Comitato Regionale 19 aprile 2016, n. 140-14161 - Piano regionale di gestione dei rifiuti urbani e dei fanghi di depurazione. Disposizioni sulla sperimentazione per la riduzione della produzione dei rifiuti con strumenti differenti dall'applicazione della tariffazione puntuale in attuazione del Piano di Monitoraggio ambientale.

La Regione Liguria, con la L.R. n. 1 del 24 febbraio 2014 (successivamente modificata con Legge n. 12/15), detta le norme per l'individuazione degli ambiti territoriali ottimali per l'esercizio delle funzioni concernenti la gestione integrata dei rifiuti.

E' stato costituito un ambito regionale unico, articolato in quattro aree coincidenti con i territori della Città Metropolitana di Genova e delle Province di Imperia, Savona e La Spezia.

L'Ente preposto al governo del ciclo dei rifiuti nell'ATO regionale è la Regione Liguria, che esercita tali funzioni attraverso un Comitato d'Ambito costituito da: Presidente della Giunta Regionale o suo delegato, gli assessori regionali competenti, il sindaco della Città Metropolitana di Genova o suo delegato, i presidenti delle Province o loro delegati.

Le funzioni connesse all'organizzazione ed all'affidamento dei servizi, da svolgersi in riferimento alla rispettiva area territoriale, competono alla Città Metropolitana di Genova e alle Province di Imperia, La Spezia e Savona.

Tali soggetti possono delimitare sul rispettivo territorio zone omogenee ai sensi della Legge n. 56/14 (Legge Delrio) che rappresentano bacini di gestione, designando un Comune capofila e delegando le funzioni relative all'affidamento dei servizi ai Comuni ricadenti in ciascun bacino.

La citata legge n. 1/14 prevede altresì che le Province e la Città Metropolitana provvedano ad approvare il Piano d'Area ed il Piano Metropolitan, contenente la strutturazione ed organizzazione dei servizi relativi alla raccolta ed al trasporto dei rifiuti, alla raccolta differenziata e all'utilizzo delle infrastrutture al servizio della raccolta differenziata, la definizione dei bacini di affidamento nonché la gestione dei rifiuti residuali indifferenziati ed il loro smaltimento, entro un anno dall'approvazione del Piano regionale, avvenuta con DCR n. 14 del 25 marzo 2015.

La Regione Liguria ha emanato di recente i seguenti provvedimenti:

- Deliberazione Consiglio Regionale n. 1 del 6 marzo 2018 - Integrazione del Piano regionale dei rifiuti e delle bonifiche approvato con deliberazione dell'Assemblea legislativa della Liguria n. 14 del 25 marzo

m

2015 (Piano regionale dei rifiuti e delle bonifiche comprensivo di Piano di monitoraggio e dichiarazione di sintesi). Adozione dei criteri di valutazione del rischio di definizione delle priorità di intervento;

- Deliberazione Giunta Regionale n. 574 del 14 luglio 2017 - Determinazione dell'onere contributivo per il sistema gestionale d'ambito, con la quale viene determinata la misura del contributo dovuto alla Regione per il sistema gestionale d'ambito dei rifiuti in ragione dei risultati di riciclaggio raggiunti nell'anno 2016 dai Comuni, accertati con delibera della Giunta Regionale n. 448 del 7 giugno 2017;
- Deliberazione di Giunta Regionale del 31 ottobre 2018 n. 889 - Attività di trattamento sui rifiuti urbani residui preliminari al conferimento in discarica per rifiuti non pericolosi. Integrazione delle Linee guida regionali di cui alla Delibera di Giunta Regionale 20 dicembre 2016, n. 1208.

Normativa nazionale

È stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 18 giugno 2018 il regolamento sulla cessazione della qualifica di rifiuto del fresato d'asfalto: si tratta del Decreto del Ministero dell'Ambiente 28 marzo 2018, n. 69, in vigore dal 3 luglio 2018.

Il Decreto Ministeriale del 1° febbraio 2018, in vigore dal 23 febbraio 2018, riguarda chi esercita attività di raccolta e trasporto dei rifiuti non pericolosi di metalli ferrosi e non ferrosi ed è iscritto all'Albo nazionale gestori ambientali sia secondo la procedura ordinaria, come descritta dall'art. 212 del D. Lgs. 152/2006, che secondo le modalità semplificate d'iscrizione.

Con la delibera n. 108 del 22 dicembre 2017, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 15 maggio 2018, il CIPE (Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica) ha aggiornato la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS), il documento nazionale di riferimento per l'attuazione dei 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (*Sustainable Development Goals* – SDGs) definiti dall'Agenda 2030 (Agenda Globale per lo sviluppo sostenibile, adottata nel 2015 alle Nazioni Unite).

E' stato inoltre emanato il Decreto del Ministero dell'Ambiente n. 94 del 28 marzo 2018, che prevede nuove regole per la redazione dei verbali di accertamento, contestazione e notificazione dei procedimenti previsti nell'ambito del sistema sanzionatorio in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA).

La Legge 21 settembre 2018, n. 108, ha convertito il D.L. "Milleproroghe", prorogando al 30 giugno 2019 il termine per la decorrenza dell'obbligo di gestione in forma associata delle funzioni fondamentali dei piccoli comuni (fino a 5.000 abitanti, 3.000 se in Comunità montane): tra queste rientra, in particolare, la gestione associata della raccolta, avvio a recupero e smaltimento dei rifiuti urbani e la riscossione dei relativi tributi.

La Legge 130/2018 (c.d. Decreto Ponte Morandi), in tema di fanghi da depurazione in agricoltura, ha confermato che l'unica norma di riferimento vigente è il D. Lgs. 99/1992, aggiungendo una serie di eccezioni. La Legge 1° dicembre 2018, n. 132 (conversione decreto sicurezza), prevede all'art. 26 bis l'obbligo per i gestori di impianti di stoccaggio e di lavorazione dei rifiuti, esistenti o di nuova costruzione, di predisporre un piano di emergenza interna.

Si ricorda infine che dal 1° gennaio 2019 è vigente la Legge 30 dicembre 2018, n. 145 (Legge di Bilancio 2019) con varie disposizioni anche in tema di ambiente.

SISTRI

Il D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, contenente "Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione" (DL Semplificazioni) ha abrogato il sistema elettronico di controllo della tracciabilità dei rifiuti (SISTRI) a partire dal 1° gennaio 2019.

Normativa europea

Dal 4 luglio 2018 sono entrate in vigore in Europa le quattro direttive (tutte datate 30 maggio 2018) "Circular Economy", pubblicate sulla GUUE L 150 del 14 giugno 2018.

La direttiva 849 modifica le precedenti relative ai veicoli fuori uso, alle pile, agli accumulatori e ai RAEE; la n. 850 modifica la direttiva 1999/31/CE sulle discariche, la 852 le norme sugli imballaggi e, infine, la 851 che modifica in modo ampio e sostanziale la stessa direttiva madre sui rifiuti, ossia la direttiva 98/2008/CE. Le citate norme dovranno essere recepite dagli Stati Membri entro il 5 luglio 2020.

La Comunicazione della Commissione UE n. 124 pubblicata sulla GUUE C 124 del 9 aprile ("orientamenti tecnici sulla classificazione dei rifiuti") chiarisce invece la classificazione dei c.d. "codici a specchio".

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

La Legge di stabilità 2014 ha istituito dal 1° gennaio 2014 la IUC (Imposta unica comunale) che si compone di: imposta municipale propria di natura patrimoniale (IMU), una componente riferita ai servizi c.d. indivisibili (TASI), e la tassa sui rifiuti (TARI) destinata a finanziare il costo del servizio di raccolta e smaltimento dei rifiuti urbani.

Il presupposto della TARI è il possesso o la detenzione di immobili suscettibili di produrre rifiuti ed è commisurata alla superficie calpestabile dell'immobile. Le aliquote possono essere rimodulate dai Comuni in base agli standard qualitativi del servizio.

La L. 205/2017 ha prorogato per il 2018 per i Comuni la modalità di commisurazione della TARI in base al criterio medio ordinario.

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI

CONCESSIONI DI GRANDE DERIVAZIONE AD USO IDROELETTRICO

La novità legislativa riguarda l'introduzione avvenuta con Legge 11 febbraio 2019 n. 12 (pubblicata in GURI 12 febbraio 2019, n. 36), in sede di conversione del Decreto Legge 14 dicembre 2018, n. 135 ("Decreto Legge "Semplificazioni"), di una nuova disciplina in materia di grandi derivazioni idroelettriche che prevede:

- la modifica del regime proprietario e dei criteri per la determinazione dell'indennità dovuta al concessionario uscente alla scadenza della concessione: per le opere cd. "bagnate" è previsto il trasferimento senza compenso in proprietà alle Regioni in stato di regolare funzionamento, salvo - nel caso in cui il concessionario abbia eseguito a proprie spese, nel periodo di validità della concessione, investimenti previsti nell'atto di concessione o comunque autorizzati sulle opere "bagnate" - il versamento di un indennizzo pari al valore della parte di bene non ammortizzato; per le opere cd. "asciutte", è prevista l'applicazione dell'art. 25 co. 2 e ss. del R.D. 1775/1933 in base al quale lo Stato ha facoltà di immettersi nell'immediato possesso delle stesse, corrispondendo un prezzo uguale al valore di stima del materiale in opera, calcolato al momento dell'immissione in possesso, al netto dei beni ammortizzati. In ogni caso, per le opere asciutte la corresponsione del prezzo avverrà secondo le modalità che saranno stabilite dalle leggi regionali, fermo restando un diverso regime a seconda che si tratti di beni mobili ed immobili di cui si prevede o meno l'utilizzo da parte del nuovo concessionario;
- l'affidamento alle Regioni del compito di disciplinare con proprie leggi, entro il 31 marzo 2020, la modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni di grande derivazione. Tali nuove concessioni potranno avere una durata compresa tra i 20 ed i 40 anni, incrementabili fino ad un massimo di 40 anni. Le procedure dovranno essere avviate entro due anni dalla data di entrata in vigore della relativa legge regionale;
- la previsione di un canone semestrale per i concessionari di grandi derivazioni da corrispondere alle Regioni. Tale canone sarà determinato da legge regionale, sentita l'ARERA, ed articolato in una componente fissa legata alla potenza nominale media di concessione ed in una componente variabile legata ai ricavi;
- la possibilità per le Regioni di disporre con legge l'obbligo per i concessionari di grande derivazione a scopo idroelettrico di fornire annualmente e gratuitamente alle stesse 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione, per almeno il 50% destinata ai servizi pubblici e categorie di utenti dei territori provinciali interessati dalle derivazioni;
- l'attribuzione alle Regioni che non vi abbiano già provveduto, della potestà a disciplinare con propria legge (entro un anno dall'entrata in vigore della norma e comunque non oltre il 31 marzo 2020) modalità, condizioni e quantificazione del corrispettivi aggiuntivi e gli eventuali altri oneri conseguenti dovuti per le concessioni di grandi derivazioni che prevedono un termine di scadenza anteriore al 2023, comprese quelle già scadute "per la prosecuzione per conto delle Regioni stesse dell'esercizio delle derivazioni, delle opere e degli impianti oltre la scadenza della concessione e per il tempo necessario al completamento delle procedure di assegnazione e comunque non oltre il 31 dicembre 2023"; si precisa inoltre, che il concessionario scaduto "fino all'assegnazione della concessione" è tenuto a fornire su richiesta della Regione energia nelle misura e secondo le modalità stabilite dalla norma nonché a corrispondere un canone aggiuntivo, rispetto a quello demaniale, per l'esercizio degli impianti nelle more dell'assegnazione: La definizione del valore minimo di detto canone aggiuntivo è rimessa ad un decreto del MISE (sentita l'ARERA) e previo parere della Conferenza Stato-Regioni ma, in mancanza, esso

potrà essere determinato dalle Regioni in misura comunque non inferiore a 20 Euro per ogni kW di potenza nominale media di concessione per ogni annualità.

DISTRIBUZIONE GAS NATURALE

Area Genovese

Per quanto riguarda il settore del servizio di distribuzione del gas naturale nell'area del Comune di Genova e Comuni limitrofi, la stessa viene svolta da IRETI (società derivante, fra le altre, dalla fusione per incorporazione di Genova Reti Gas, precedente Gestore e della controllante di quest'ultima Iren Acqua Gas in Iren Emilia). Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine entro cui devono essere avviate è specificato nel precedente paragrafo "Distribuzione gas".

Area Emiliana

Il servizio di distribuzione del gas metano nelle Province emiliane è gestito da Ireti (già Iren Emilia S.p.A.). Si segnala che gli affidamenti in essere sono in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica.

Altre Aree territoriali

Il Gruppo IREN opera inoltre in numerose altre realtà del territorio italiano in forza di affidamenti o concessioni rilasciate a società a capitale misto in cui partecipano direttamente o indirettamente società del Gruppo IREN.

Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica.

Di seguito se ne indicano le principali:

- Provincia di Ancona / Macerata - ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,32% dal Consorzio G.P.O. controllato a sua volta al 62,35% da IRETI): Comuni di Osimo (AN), Recanati (MC), Loreto (AN) e Montecassiano (MC); affidamento scaduto al 31 dicembre 2010 ed in *prorogatio*;
- Comune di Vercelli e altri comuni della Provincia - ASM Vercelli S.p.A. (già ATENA S.p.A., controllata al 60% da IRETI): affidamento del 1999 scaduto al 31 dicembre 2010 ed in *prorogatio*;
- Provincia di Livorno - ASA S.p.A. (partecipata al 40% da IRETI): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalveti, Rosignano Marittimo e San Vincenzo - affidamento scaduto al 31 dicembre 2010 ed in *prorogatio*.

ENERGIA ELETTRICA

IRETI gestisce nella Città di Torino il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica in forza di concessione ministeriale. Detta concessione ha termine di scadenza al 31 dicembre 2030. IRETI distribuisce l'energia elettrica anche nel Comune di Parma, con analoga scadenza.

Il Gruppo IREN, attraverso società miste locali, è inoltre presente nel settore della distribuzione dell'Energia Elettrica nelle seguenti principali aree:

- Comune di Vercelli, con la controllata ASM Vercelli S.p.A., che gestisce nella Città il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica in forza di concessione ministeriale, che ha termine di scadenza al 31 dicembre 2030;
- area Marchigiana, con DEA S.p.A., controllata di ASTEA S.p.A., gestisce il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica nei comuni di Osimo (AN), Recanati (MC) e Polverigi (AN), con scadenza al 31 dicembre 2030.

TELERISCALDAMENTO

Iren Energia gestisce il servizio di distribuzione del teleriscaldamento tramite concessione, affidamento o autorizzazione alla posa delle reti nelle seguenti realtà territoriali:

- Comune di Torino e Moncalieri (TO);
- Città di Nichelino (TO);

- Belnasco (TO);
- Reggio Emilia;
- Parma;
- Piacenza;
- Genova.

Inoltre, Iren Energia detiene una partecipazione nella società Asti Energia Calore, costituita in data 18 maggio 2015, cui è stato affidato in sub-concessione il servizio del teleriscaldamento nella città di Asti.

SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Area ligure

IRETI S.p.A. è titolare dell'affidamento della gestione del servizio idrico integrato nei 67 comuni della Provincia di Genova per un totale di 880.000 abitanti serviti. L'affidamento è stato attribuito con Decisione dell'Autorità dell'ATO Genovese il 13 giugno 2003 n. 8 e scadrà nel 2032.

La gestione del servizio idrico integrato nel territorio dei Comuni della provincia di Genova viene svolta da IRETI tramite i gestori operativi salvaguardati. Le società autorizzate e/o salvaguardate del Gruppo Iren che svolgono la funzione di gestore operativo sono Iren Acqua S.p.A. (già Mediterranea delle Acque, controllata al 60% da IRETI), Iren Acqua Tigullio S.p.A. (già IdroTigullio, controllata al 66,55% da Iren Acqua) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% sempre da Iren Acqua).

IRETI esercisce inoltre il servizio di distribuzione di acqua potabile nei Comuni di Camogli, Rapallo, Coreglia e Zoagli nell'ATO Genovese e il servizio idrico integrato nel Comune di Bolano in Provincia di La Spezia.

La società (per il perimetro ex Acquedotto di Savona) gestisce infine il solo segmento del servizio idrico nei seguenti ATO:

- Savonese, nei comuni di Albissola Marina, Albissola Superiore, Quiliano, Vado Ligure, Celle Ligure, Noli, Spotorno, Bergeggi, Savona, Stella, Varazze;
- Centro Ovest 2 - comprende tutti i comuni gravitanti sul versante padano, gestendo il servizio, tramite il Consorzio C.I.R.A. nei comuni di Altare, Cairo Montenotte, Carcare, Cengio;
- per quanto concerne la Provincia di Imperia: Bordighera, Camporosso, Isolabona, Dolceacqua, Perinaldo, Vallecrosia, San Biagio della Cima, Vallebona, Seborga, Soldano. Per AIGA, IRETI gestisce in prorogatio una parte del territorio del Comune di Ventimiglia.

In data 11 aprile 2018 è stata inoltre finalizzata l'operazione di acquisizione da parte di IREN del Gruppo ACAM, attivo a La Spezia e Provincia, il quale gestisce (attraverso ACAM Acque) il servizio idrico con concessione valida fino al 31 dicembre 2033.

Area Emiliana

Il Gruppo IREN gestisce il Servizio Idrico Integrato sulla base di specifici affidamenti assentiti dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con gli ATO competenti.

Sulla base della normativa della Regione Emilia Romagna, le Convenzioni del servizio idrico integrato prevedono una durata decennale degli affidamenti, in regime di salvaguardia, fatta eccezione per la convenzione dell'ATO di Parma che fissa la scadenza dell'affidamento al 30 giugno 2025, in virtù della cessione a privati del 35% del capitale di AMPS effettuata nel 2000 dal Comune di Parma con procedura ad evidenza pubblica.

La gestione del Servizio Idrico Integrato nei bacini di Parma, Piacenza e Reggio Emilia è in capo alla società del Gruppo IRETI. La proprietà dei beni e delle reti relative al settore idrico è stata trasferita a società interamente possedute da Enti pubblici. Queste società hanno messo le reti e gli asset a disposizione del Gruppo Iren sulla base di un contratto di affitto ed a fronte del pagamento di un canone.

In data 19 aprile 2016 ATERSIR Emilia Romagna ha pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Europea il Bando di Gara a procedura ristretta per l'affidamento in concessione del SII per la Provincia di Piacenza, comprensivo della realizzazione dei lavori strumentali. In data 10 giugno 2016 è stata presentata da IRETI domanda di partecipazione.

In conseguenza del contenzioso instauratosi nell'ambito di Rimini e degli esiti negativi dello stesso, il Consiglio d'Ambito di ATERSIR, in data 31 gennaio 2018, ha deliberato la revoca in autotutela degli atti relativi alla procedura ristretta indetta per Piacenza e di dare mandato alla struttura tecnica dell'Agenzia di



M

svolgere il procedimento di aggiornamento dell'elenco dei beni destinati all'esercizio del Servizio Idrico Integrato e del relativo valore residuo da riconoscere al gestore uscente ai fini del nuovo affidamento, e di dare mandato agli uffici tecnici per la redazione degli atti della Procedura aperta per l'affidamento in concessione del SII. Si è in attesa della pubblicazione del bando.

In Provincia di Reggio Emilia ATERSIR con delibera CLRE/2015/7 del 17 dicembre 2015 ha deliberato la "Proposta di affidamento a società a partecipazione pubblica e privata, con socio privato industriale operativo scelto mediante procedura competitiva ad evidenza pubblica".

Con delibera del Consiglio Locale di Reggio Emilia - CLRE 2018/2 del 30 luglio 2018 - sono state approvate le "Linee guida degli Enti Locali della provincia di Reggio Emilia per la futura società mista a controllo pubblico titolare del servizio idrico integrato", utili ad orientare l'Agenzia nello svolgimento dell'istruttoria tecnica, economica e giuridica propedeutica alla redazione della documentazione finalizzata alla procedura di gara volta alla realizzazione del Progetto "ARCA" - Azienda Reggiana per la Cura dell'Acqua. Si è in attesa della pubblicazione del bando di gara.

La tabella che segue riepiloga i dati relativi alle convenzioni in essere nei principali territori in cui opera il Gruppo:

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
Area Genovese	Convenzione ATO/gestore	16 aprile 2004/ 5 ottobre 2009	31 dicembre 2032
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	30 giugno 2003	31 dicembre 2011(*)
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	30 giugno 2025
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011(*)
Vercelli	Convenzione ATO/gestore	13 marzo 2006	31 dicembre 2023
La Spezia	Convenzione ATO/gestore	20 ottobre 2006	31 dicembre 2033

(*) Servizio in proroga fino a definizione di nuove convenzioni

Altre Aree territoriali

Il Gruppo Iren opera inoltre nel settore del Servizio Idrico Integrato in altre realtà del territorio italiano, in forza di affidamenti o concessioni rilasciate a società a capitale misto in cui partecipa direttamente o indirettamente. Di seguito se ne indicano le principali.

- ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% da IRETI) Servizio idrico integrato in Comune di Livorno ed altri della Provincia;
- Ambito Territoriale Marche Centro, Macerata (ATO3) - ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,32% da Consorzio GPO a sua volta controllato al 62,35% da IRETI) limitatamente ai Comuni di Recanati – Loreto – Montecassiano – Osimo - Potenza Picena - Porto Recanati;
- Comune di Ventimiglia: AIGA S.p.A. (partecipata al 49% da IRETI);
- Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% da IRETI);
- Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% da IRETI) per il Comune di Novi Ligure; ATO di Cuneo: Mondo Acqua S.p.A. (partecipata al 38,5% da IRETI) – gestisce il Comune di Mondovì ed altri 7 Comuni dell'area cuneese.

GESTIONE SERVIZI AMBIENTALI

Il Gruppo IREN presta i servizi ambientali sulla base di specifico affidamento del servizio fatto dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni a suo tempo stipulate con le ATO provinciali.

La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nei principali territori in cui opera il Gruppo:

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014(*)
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)
Torino	Convenzione ATO/gestore	21 dicembre 2012	30 aprile 2033(**)
Vercelli (Comune)	Comune/gestore	22 gennaio 2003	31 dicembre 2028
Altri Comuni del Vercellese (eccetto Borgosesia)	Contratto d'appalto con C.O.Ve.Va.R.	1° febbraio 2011	31 gennaio 2019 31 dicembre 2028 (raccolta e spazzamento)
La Spezia (Comune)	Convenzione Comune/gestore	10 giugno 2005	30 gennaio 2043 (smaltimento rifiuti)

(*) Servizio in proroga fino a definizione di nuove convenzioni

(**) la durata è di 20 anni decorrenti dal termine dell'esercizio provvisorio dell'impianto di termovalorizzazione di TRM S.p.A.

Si segnala che Iren Ambiente ha presentato offerta sia per la gara per "L'affidamento in concessione del servizio pubblico di gestione integrata dei rifiuti urbani e assimilati nel bacino territoriale di Parma" (44 Comuni) sia per l'analoga gara a Piacenza.

ACAM Ambiente, controllata da Iren Ambiente ed attiva a La Spezia e Provincia, gestisce il servizio del ciclo integrale dei rifiuti, con affidamento in house, in 20 Comuni della Provincia (compreso il Comune di La Spezia). Inoltre svolge l'attività di smaltimento di rifiuti, con affidamento in appalto/in economia, inhouse, in altri 12 Comuni della Provincia stessa.

Servizi al Comune di Torino

Iren Servizi e Innovazione, dal 31 ottobre 2006, è subentrata ad AEM Torino S.p.A.:

- nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune di Torino avente ad oggetto l'affidamento, con scadenza 31 dicembre 2036, della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforica nel comune di Torino;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31 dicembre 2014, del servizio di gestione degli impianti termici comunali;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31 dicembre 2014, del servizio di gestione degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali.

Con deliberazione del 3 novembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha deliberato di affidare a Iren Servizi e Innovazione i contratti di servizi inerenti alla gestione degli Impianti Elettrici e Speciali e degli Impianti Termici e di Condizionamento degli edifici comunali, fino al 31 dicembre 2017. Gli affidamenti sono stati prolungati fino al 31 dicembre 2020 con deliberazione della Giunta Comunale di Torino del 27 novembre 2012. A seguito della fusione per incorporazione di Iren Servizi e Innovazione in Iren Energia, con atto del 27 dicembre 2016, a partire dal 1° gennaio 2017 Iren Energia è subentrata nella titolarità della suddetta Convenzione e dei suddetti contratti di servizi.

Dal 1° ottobre 2018, a seguito di scissione parziale del ramo d'azienda relativo alla gestione del servizio di illuminazione pubblica, degli impianti semaforici e della manutenzione degli impianti termici, elettrici e speciali per il Comune di Torino, Iren Rinnovabili è subentrata a Iren Energia nelle predette attività.

M

NORMATIVA REGOLATORIA ENERGIA E GAS ESERCIZIO 2018

Di seguito si rappresentano i principali provvedimenti regolatori riferiti al 2018 di maggior impatto per i business energetici del Gruppo Iren.

GAS

Energy Management gas

Del 670/2017 - Disposizioni in merito all'effettuazione delle sessioni di aggiustamento con riferimento agli anni a partire dal 2013 e fino all'entrata in vigore della nuova disciplina del settlement gas e Del 782/2017

La delibera stabilisce che la determinazione delle partite economiche di aggiustamento avvenga con un procedimento articolato in due processi: il primo funzionale al calcolo del conguaglio delle partite economiche attribuite all'utente del bilanciamento (UdB) al momento del bilancio definitivo, applicando nuovamente l'algoritmo già utilizzato in sessione di bilanciamento e rideterminando il disequilibrio di ciascun UdB; il secondo volto a valorizzare la quantità di competenza di ogni UdB, oggetto di compensazione, della differenza tra immesso e prelevato al punto di riconsegna della rete di trasporto (ReMi), ripartendo la quota annua riconosciuta di tale differenza in proporzione ai prelievi allocati nell'anno all'UdB presso il medesimo ReMi.

In merito, con la delibera 782/2017 l'Autorità ha approvato disposizioni operative a determinazione delle partite fisiche ed economiche di aggiustamento relativamente agli anni 2013-2016. A fine giugno 2018 Snam ha pubblicato gli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale 2013-2016; a valle delle verifiche da parte degli UdB, resesi necessarie in quanto si sono verificate alcune criticità operative nella messa a disposizione del dato, la sessione si è conclusa a fine agosto 2018.

Del 72/2018 - Riforma della disciplina in materia di settlement gas

ARERA ha approvato la disciplina a regime in materia di settlement gas e ha pubblicato il nuovo TISG (Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale). La nuova disciplina introduce il fattore di correzione climatica $W_{k,r}$ al fine di migliorare la profilazione dei prelievi gas su rete di distribuzione rilevati con frequenza inferiore al mese; questo approccio dovrebbe contribuire a ridurre il valore degli scostamenti sui city gate. Inoltre è previsto che l'approvvigionamento del differenziale tra quanto misurato sul REMI e quanto attribuito agli UdB sia effettuato dal Responsabile del Bilanciamento (RdB) nell'ambito dell'attività di bilanciamento a livello nazionale; ai fini di copertura viene utilizzato il fondo per la copertura degli oneri connessi al settlement del gas. I prelievi attribuiti (P) a ciascun UdB saranno valorizzati tenendo conto del fattore $W_{k,r}$ del giorno k; il disequilibrio di ogni UdB sarà calcolato sulla base dei prelievi attribuiti. Le penali di scostamento verranno calcolate sulla capacità utilizzata (C) calcolata in esito alla sessione di bilanciamento, valorizzata con il $W_{k,r}$ consuntivo pubblicato da SNAM. Lo scostamento Δ_{io} pari alla differenza tra R e C per ogni UdB, è valorizzato al prezzo marginale del mercato a pronti. E' in corso la consultazione relativa al recepimento nel Codice di rete di SNAM della nuova disciplina. Il nuovo TISG entrerà in vigore dal 1° gennaio 2020. E' stata rinviata a successivi provvedimenti la definizione di un sistema di premi/penalità atto ad incentivare i distributori a ridurre gli scostamenti tra i dati misurati presso i Punti di Riconsegna (PdR) e le misure al ReMi.

DCO 114/2018 - Revisione dei processi di definizione dei rapporti commerciali tra utenti del bilanciamento e utenti della distribuzione. Revisione dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto

ARERA propone di avvalersi del Sistema Informativo Integrato (SII) al fine di ricostruire le filiere gas (rapporti tra UdB e Utenti della Distribuzione - UdD). Per quanto concerne i processi di conferimento presso i city gate, ARERA propone una semplificazione consistente nell'attribuzione di una capacità d'ufficio basata sulla tipologia di prelievo e la conseguente abrogazione delle penali di scostamento.

DCO 512/2018 - Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT)

Per il quinto periodo di regolazione ARERA propone una ripartizione entry/exit dei ricavi 40/60 (come per il transitorio) e, in aggiunta, l'inclusione delle reti regionali nel perimetro entry/exit, come previsto dal Codice TAR, con attribuzione dei ricavi da rete regionale totalmente all'exit (il rapporto entry/exit risultante sarebbe 28/72). Per quanto riguarda la determinazione dei prezzi di riferimento l'ARERA propone la metodologia basata sulla distanza ponderata per la capacità prevista sempre dal codice TAR. Le proposte di ARERA sono volte a salvaguardare la competitività del sistema Italia relativamente ai costi di importazione ed esportazione di gas naturale.

Infine, relativamente alla determinazione dei ricavi riconosciuti, ARERA intende iniziare ad introdurre alcuni elementi incentivanti (elementi di regolazione output based propedeutici al graduale passaggio alla regolazione TOTaI Expense). Non è stato ancora proposto alcun aggiornamento del WACC.

Del 32/2019 - Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016 di annullamento della deliberazione dell'Autorità ARG/gas 89/10 – modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali per il periodo 2010-2012

Il provvedimento disciplina le modalità di ristoro dei venditori conseguenti la rideterminazione del coefficiente k, avvenuta con deliberazione 737/2017/R/gas, funzionale alla determinazione del prezzo della materia prima gas del servizio di tutela nel biennio 1° ottobre 2010 - 30 settembre 2012, per l'ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016. Il conguaglio è applicabile solo ai clienti che avevano diritto alla tutela gas in quegli anni: clienti domestici, condomini e altri fino ad un consumo annuo di 200.000 mc/anno. Gli importi saranno recuperati tramite la componente UG2 di cui all'art. 40.3 dell'RTDG (Regolazione delle Tariffe dei servizi di Distribuzione e misura del Gas). La soluzione definita dalla delibera prevede il recupero da parte dei venditori tramite presentazione di apposita istanza a CSEA; Ciascun venditore ha diritto ad accedere al meccanismo in base al numero dei punti serviti e in base ai volumi di gas prelevati per ciascuna tipologia di cliente finale.

Reti gas

Del 69/2018 - Osservazioni riguardanti il valore di rimborso da riconoscere ai titolari degli affidamenti e delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas naturale, per i Comuni dell'ATEM Genova 1 – Città e Impianto di Genova

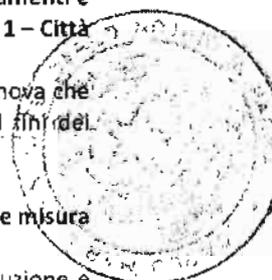
Con tale delibera l'Autorità ha ritenuto idonei il Valore Industriale Residuo (VIR) dell'ATEM di Genova che presentano uno scostamento rispetto alla Regulatory Asset Base (RAB) superiore del 10%, al fine del riconoscimento tariffari.

Del 149/2018 – Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2017

Con tale delibera sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, sulla base dell'RTDG, delle richieste di rettifica dei dati presentate entro metà febbraio 2018 e delle istanze di rideterminazione tariffaria presentate da alcune imprese distributrici. Per IRETI (i) sono state accolte le istanze relative ad alcuni Comuni di Genova per l'uscita dalla tariffa d'ufficio; (ii) per la rideterminazione tariffaria sono stati richiesti approfondimenti per alcuni Comuni (iii); è stato confermato il perdurare delle analisi per l'istanza relativa alla località di Reggio Emilia.

D.M. 2 marzo 2018 (Ministero dello Sviluppo Economico) - Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti

Con tale decreto l'Italia si pone l'obiettivo di raggiungere al 2020 la soglia del 10% del consumo di energie rinnovabili nel settore dei trasporti, al cui interno è stato fissato il sub target nazionale per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati, pari allo 0,9% al 2020 e all'1,5% nel 2021. Il meccanismo previsto nel decreto non incide sulle bollette del gas né dell'elettricità: infatti viene finanziato esclusivamente dai "soggetti obbligati" (operatori economici che vendono benzina e gasolio, e che hanno da tempo l'obbligo di immettere una parte di combustibili sotto forma di biocarburanti, il cui costo è oggi già incluso nel prezzo finale alla pompa). E' inoltre previsto che si sostituiscano biocarburanti, per lo più di importazione (biodiesel), con biometano prodotto sul territorio nazionale, promuovendo la filiera nazionale, aiutando il ciclo dei rifiuti (FORSU) e gli agricoltori nazionali. Il decreto individua e stabilisce le modalità per l'erogazione degli incentivi (CIC - Certificati di Immissione in Consumo) per la produzione e la distribuzione di



m

biocarburanti avanzati e in particolare di biometano avanzato ricavato da rifiuti, prevedendo una durata dell'incentivo per un periodo massimo di 10 anni. Viene inoltre stabilita la non cumulabilità con altri incentivi pubblici, con alcune deroghe: in particolare per gli impianti di produzione di biometano a partire da FORSU raccolta in maniera differenziata fin dall'origine, solo ai fini della cumulabilità degli incentivi, non si considerano parti dell'impianto di produzione di biometano le sezioni di ricezione e stoccaggio, pretrattamento ed eventuale trattamento, in quanto comunque funzionali alla gestione del ciclo dei rifiuti in accordo alla gerarchia comunitaria del relativo trattamento.

DCO 361/2018 - Aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale e attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo

L'Autorità ha messo in consultazione gli orientamenti in tema di connessione alle reti gas degli impianti di biometano. Il regolatore definisce le misure per l'attuazione del decreto MISE del 2 marzo 2018 per la "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti" di cui sopra. L'Autorità ritiene che sia opportuno prevedere che i gestori di rete, nel definire le specifiche di qualità per l'immissione in rete facciano riferimento agli standard nazionali del decreto 18 maggio 2018 e per quelli in esso non previsti agli standard europei. Dal punto di vista della sicurezza, si propone un Piano di valutazione dei rischi da concordare tra produttori, gestori di rete e autorità competenti. In merito, ARERA dovrebbe affidare al Comitato Italiano Gas (CIG) la predisposizione di linee guida sulle modalità di controllo dei parametri qualitativi del biometano. Circa gli impieghi per autotrazione, il regolatore conferma l'obbligo di installazione di apparecchiature di purificazione presso le stazioni di servizio a valle del punto di riconsegna. Il DCO infine elenca le misure relative alla determinazione della quantità di biometano ammessa agli incentivi, alle disposizioni in materia di misura ai fini della determinazione di tale quantità ed attribuisce l'attività di certificazione al Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

DCO 216/2018 - Attuazione delle disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo 257/16 in materia di reti isolate di GNL, con riferimento ai profili tariffari relativi alla copertura dei costi delle infrastrutture di rete

L'ARERA propone, per le reti isolate di Gas Naturale Liquido (GNL), una regolazione analoga a quella sul gas diversi dal naturale. Per la Sardegna viene definito un ambito ad hoc a valle della realizzazione della relativa dorsale di distribuzione. Verrà avviata una successiva consultazione circa la remunerazione del servizio di vendita per emanare la delibera finale entro il 2018.

ARERA prevede che i corrispettivi di distribuzione e misura coprano, oltre ai costi delle infrastrutture di rete, di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate, anche quelli connessi ai depositi di stoccaggio e ai rigassificatori locali direttamente connessi. Il riconoscimento avverrà su base parametrica mediante la definizione di un costo standard dimensionato per unità di volume di GNL rigassificato immesso in rete. In relazione ai corrispettivi a copertura dei costi operativi, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di prevedere l'applicazione di una componente specifica a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle reti di distribuzione in località a regime, da fissare in coerenza con la componente prevista per i gas diversi dal naturale. Non troveranno invece copertura tariffaria i costi della commercializzazione del servizio di distribuzione.

Del 529/2018/R/gas - Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità, relativi al servizio di distribuzione e misura del gas, per il quinto periodo di regolazione

L'Autorità ha avviato il procedimento per l'avvio del V periodo regolatorio e ha stabilito che gli investimenti 2019 siano riconosciuti in coerenza con i criteri previsti dalla RTDG per gli anni precedenti e non a costi standard. Inoltre viene ribadito che il metodo dei costi standard dovrà essere implementato entro il 30 novembre 2019, ovvero entro la definizione della nuova RTDG.

Del 669/2018 - Aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas (G4-G6)

ARERA fissa nuovi obblighi di posa dei contatori G4/G6. In particolare, le imprese che al 31 dicembre 2013 servivano più di 200.000 PdR, entro il 2020 dovranno aver sostituito l'85% dei gruppi di misura tradizionali. L'Autorità ha inoltre annunciato che con riferimento alle performance dei sistemi di *smart metering*, ARERA condurrà ulteriori approfondimenti, anche in collaborazione con AGCOM, per valutare in particolare se il livello di raggiungibilità in telelettura/telegestione degli smart meter gas registrato con le attuali tecnologie di comunicazione debba essere considerato superabile solo con un salto tecnologico o sia ancora migliorabile grazie ad una maggior cura procedurale/installativa da parte delle imprese di distribuzione o, eventualmente, ad interventi regolatori, specie se finalizzati ad incrementare l'accessibilità e la raggiungibilità in telelettura/telegestione degli stessi misuratori.

ENERGIA ELETTRICA

Energy management

DCO TERNA - Mercato della Capacità (CM) - Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica - Fasi di Prima e Piena Attuazione

In seguito all'approvazione nel febbraio 2018, da parte della Commissione Europea, di sei meccanismi di capacità tra cui quello italiano, Terna ha posto in consultazione a marzo 2018 i due documenti relativi alla disciplina del capacity market in fase di prima e piena attuazione.

Rispetto alla precedente consultazione (novembre 2016), e in esito all'interazione con la Commissione Europea, con i documenti di marzo 2018 Terna ha integrato la disciplina con i seguenti elementi:

- partecipazione estesa a tutte le risorse, ma con regole specifiche per la remunerazione della domanda (che comunque può partecipare alle aste in modo diretto);
- ammesse anche le Fonti di Energia Rinnovabile incentivate, a patto che rinuncino (limitatamente al periodo di consegna) agli incentivi erogati dal GSE (in questa categoria sono inclusi lo scambio sul posto e il ritiro dedicato, che quindi precludono la partecipazione alla remunerazione della capacità, mentre sono esclusi i Certificati Bianchi e il Conto Termico);
- apertura alla partecipazione anche diretta della capacità di generazione estera, per cui Terna terrà conto anche della capacità di import non offerta dagli operatori, simulandone una partecipazione indiretta (con premio posto pari a 0 €/MW/anno);
- esenzione dagli obblighi per la capacità in manutenzione;
- passaggio da nomina ex ante a nomina ex post da parte degli operatori delle unità con cui si assolve l'obbligo;
- valore dell'Indice di Emissione utilizzato per creare una priorità di selezione delle offerte di vendita sulle aste;
- in discussione la possibilità, in fase di piena attuazione, di scambiare un prodotto di capacità annuale, in linea con le previsioni europee, anziché triennale, così da semplificare la struttura del meccanismo e rispondere alle linee guida europee.

Nelle more di una piena implementazione della disciplina (con Decreto ministeriale attuativo), Terna dovrà inoltre preparare uno studio circa l'adeguatezza del sistema e stimare la curva di domanda per i prossimi dieci anni.

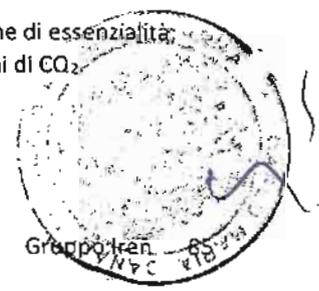
Del 261/2018 - Modifiche e integrazioni ai criteri e alle condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica introdotto dall'Autorità con Del. 98/11

Con tale delibera vengono modificati criteri e condizioni per la disciplina del capacity market elettrico e viene stabilito, tra l'altro, che verranno indicati in seguito, con delibere asta per asta, i parametri economici quali i premi massimi, i valori delle ordinate dei punti rilevanti delle curve di domanda, i valori dei parametri per il calcolo del prezzo di esercizio e l'importo della soglia minima.

Le modifiche apportate rispetto alla originaria Del 98/11 riguardano sostanzialmente:

- la definizione della metodologia per il prezzo di esercizio, che avviene direttamente da parte dell'Autorità, la quale potrà aggiornarla nel tempo;
- la modifica degli obblighi di offerta e dei criteri per la definizione dei prezzi di riferimento, per tener conto delle quantità accettate sul Mercato Infragiornaliero (MI) e per evitare condotte opportunistiche;
- la differenziazione tra premio massimo alla capacità esistente e nuova, e l'introduzione del concetto di premio massimo offribile (*bid cap*);
- criteri transitori per la definizione di curve di domanda in funzione dei costi della capacità;
- l'equiparazione alla nuova capacità, cui è concessa una remunerazione più alta, anche della capacità esistente oggetto di significativo rinnovamento e della c.d. capacità "da adeguare", ossia a cui le autorità competenti hanno imposto l'adeguamento a prefissati standard;
- la partecipazione implicita, equiparata a offerte a premio nullo, delle unità in regime di essenzialità;
- la priorità, a parità di premio offerto, della capacità flessibile e con minori emissioni di CO₂.

M



Nelle more della piena implementazione della disciplina (con Decreto ministeriale attuativo), l'Autorità dovrà dare un parere sulla disciplina consultata da Terna, approvare il regolamento per la partecipazione delle unità di consumo e definire i parametri economici finali del meccanismo.

RETI ELETTRICHE

Sistemi di Smart Metering 2G

Del. 88/2018 – Disposizioni in materia di configurazione dei sistemi smart metering 2G

L'Autorità ha approvato le disposizioni funzionali per configurare/visualizzare sul display del 2G, ed ha disposto che le informazioni contrattuali ad uso dei venditori venissero configurate tramite il SII da ottobre 2018.

Del. 307/2018 - Ulteriore estensione della durata del monitoraggio della performance della comunicazione tramite "Chain 2" nel sistema di smart metering di seconda generazione (2G) di e-distribuzione

Il provvedimento ha posticipato la conclusione del procedimento di definizione della versione 2.1 al 31 marzo 2019 e il monitoraggio delle performances della comunicazione su "Chain 2" nel sistema 2G di e-distribuzione al 31 dicembre 2018 per estenderlo ad ulteriori soggetti e verificare i monitoraggi attuali. Parallelamente a tale delibera, il DCO 245/2018 continua il processo di definizione delle specifiche funzionali dei 2G versione "2.1".

Tariffe di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Del. 237/2018

A seguito di un processo consultivo è stato definito il regime tariffario della distribuzione e misura elettrica dal 2018 per i distributori (DSO) fino a 100.000 punti di prelievo (POD), nello specifico:

- Parametrico per i DSO < 25.000 POD;
- Individuale di riferimento per i DSO tra i 25.000 e i 100.000 POD.

Per il 2016 e 2017 è confermato per tutti i DSO il regime tariffario del precedente periodo regolatorio.

Del. 497/2018

Tale delibera definisce le tariffe definitive di distribuzione e misura 2016 per i DSO tra 25.000 e 100.000 POD e consente - seppure con ritardo - di adeguare le tariffe 2017 e 2018 di tali DSO.

Qualità del servizio elettrico: resilienza del sistema

Del. 31/2018 – direttive per l'integrazione di sezioni relative alla resilienza del sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici

La delibera prevede che:

- dal 2018 i DSO con oltre 300.000 clienti, dal 2020 i DSO direttamente connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale redigano e pubblichino entro il 30 giugno (del 2018) il Piano di Resilienza contenente gli interventi scelti dal DSO per aumentare l'efficacia di tenuta/ripristino della rete ed elenchi il dettaglio su costi/benefici/tempi di ciascun intervento/raggruppamento di interventi;
- i DSO con oltre 100.000 clienti finali invilino ad ARERA i benefici attesi dei singoli interventi e l'avanzamento;
- ARERA esamini le proposte di azioni speciali di ripristino presentate da un apposito Tavolo di lavoro ARERA – operatori (Tavolo Resilienza);
- Siano incluse, tra i fattori critici, le ondate di calore.

Del 668/2018 – meccanismo incentivante per interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione dell'energia elettrica dovute a eventi meteorologici estremi

La delibera prevede l'introduzione di:

- Premi/penali per interventi contenuti nei piani di sviluppo del periodo 2018-2023 avviati dal 2017 e che termineranno tra il 2019 e il 2024;
- penali per tutti gli interventi di resilienza effettuati in ritardo, proporzionali al costo dell'intervento e crescenti in funzione del ritardo di realizzazione;
- premi per i soli interventi con Benefici maggiori dei Costi con un massimo del 20% del beneficio netto, nel limite di un tetto massimo di premi netti (cioè al netto delle penalità) del 25% del costo totale a preventivo degli interventi di resilienza del Piano di Sviluppo (esclusi i meno probabili).

La delibera stabilisce che le penali irrogate nel triennio 2019-2021 (analogamente al successivo 2022-2024) vengano annullate totalmente se nel triennio gli interventi conclusi entro le date indicate nel primo Piano di Resilienza in cui compaiono si riferiscano ad almeno il 90% degli utenti interessati valutati a consuntivo. Infine la stessa stabilisce che i premi siano dimezzati in caso di ritardo (semestre) e se si verificano interruzioni per lo stesso fenomeno meteorologico avverso nei 5 anni successivi.

DCO 331/2018 – bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione dell'energia elettrica nei condomini

Il documento illustra i meccanismi che possano favorire la rimozione degli ostacoli all'acquisizione delle necessarie autorizzazioni da parte delle imprese distributrici per intervenire nelle proprietà private. Questo al fine di garantire l'efficiente erogazione del servizio di distribuzione in condizioni di sicurezza.

Del 50/2018 – disposizioni relative al riconoscimento degli oneri atrimenti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali di sistema

Confermando l'attuale gestione dei versamenti degli oneri generali di sistema (OGS), la delibera introduce la possibilità di richiedere il reintegro degli stessi non riscossi e non recuperabili (per fatture scadute da almeno 12 mesi e per crediti non incassati immobilizzati in fallimenti/liquidazione coatta/concordato preventivo) da parte dei DSO adempienti ai versamenti degli OGS dal 1° gennaio 2016 riferiti a Utenti del trasporto con contratto risolto da almeno 6 mesi.

Del 430/2018 - estensione del procedimento delle garanzie ed esazione degli OGS

La delibera amplia l'ambito ed estende al 30 giugno 2019 il termine di conclusione del procedimento d'ottemperanza alle sentenze del TAR in tema di garanzie fornite dall'utente di trasporto, per arrivare a soluzioni di riforma organica della regolazione settoriale.

Del 4/2018 – integrazione del codice di rete per adeguamento delle garanzie

La delibera prevede l'inserimento, in tutti i rapporti contrattuali pendenti alla data del 12 dicembre 2018 (in cui l'utente sia tenuto ad adeguare o integrare le proprie garanzie), della risoluzione del contratto di trasporto quando il venditore, nonostante il sollecito seguito dalla diffida ad adempiere del DSO, non proceda nei termini previsti ad adeguare la garanzia.



M

CLIENTI FINALI

Superamento Tutela

Del 51/2018 – Portale confrontabilità offerte

La Delibera definisce la disciplina per la realizzazione e la gestione da parte dell'Acquirente Unico del "Portale Confrontabilità Offerte" previsto dall'art. 1.61 della Legge Concorrenza e rivolto ai clienti finali domestici e alle piccole/medie imprese. In particolare esso:

- a) approva il regolamento per il funzionamento del Portale Offerte;
- b) stabilisce le tempistiche per la sua implementazione per fasi successive;
- c) rimanda a successivi provvedimenti la definizione di alcuni dettagli per lo sviluppo futuro del Portale Offerte.

Il Portale Offerte è stato sviluppato nelle seguenti fasi progressive di caricamento e pubblicazione di:

- tutte le offerte a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela – PLACET- di energia elettrica e di gas naturale;
- offerte (incluse le dual fuel) rivolte ai clienti domestici e formulate da venditori presenti nel TrovaOfferte;
- tutte le altre offerte rivolte alla generalità dei clienti finali di piccole dimensioni, pubblicizzate o diffuse sui siti internet e/o presso gli sportelli fisici dei venditori, su altri siti internet e sui principali mezzi di informazione con copertura territoriale almeno pari alla regione;
- tutte le altre offerte a seguire.

Del 89/2018 – Approvazione moduli delle condizioni generali di fornitura delle offerte PLACET

A seguito della del. 555/2017 ARERA ha approvato e reso disponibili quattro moduli distinti (in base alla tipologia di clientela e all'oggetto della fornitura), ricordando che le clausole contrattuali ivi contenute riproducono disposizioni della regolazione e della normativa vigenti e pertanto fungono da riferimento sia per i clienti che intendano verificare il loro contratto sia per i venditori che decideranno di redigere autonomamente le Condizioni Generali di Fornitura delle offerte PLACET. L'Autorità ha quindi vietato ai venditori che adottano tali moduli di apportarvi modifiche e/o integrazioni anche mediante patti integrativi e aggiuntivi del contratto.

Del 762/2017 - proposta al Ministro dello Sviluppo Economico in merito all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali

La deliberazione approva la proposta al Ministro dello Sviluppo Economico in merito ai criteri, requisiti e modalità per l'ammissione dei soggetti esercenti l'attività di vendita dell'energia elettrica nell'Elenco Venditori Elettricità (EVE) previsto dalla c.d. legge concorrenza 124/2017. Ciò ai fini della predisposizione del relativo decreto ministeriale.

La proposta individua tre ordini di requisiti per l'accesso all'elenco: di onorabilità, di natura finanziaria e tecnici, distinguendoli tra imprescindibili, per l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco, e "alert", ai fini della sola permanenza. La proposta ha avuto il 7 giugno 2018 un parere del Consiglio di Stato sostanzialmente favorevole. Si è in attesa del pronunciamento definitivo da parte del MISE.

Del 366/2018 - Semplificazione schede confrontabilità offerte

ARERA ha approvato gli interventi in vigore dal 1° ottobre 2018 per l'armonizzazione dei criteri di calcolo della spesa annua delle schede di confrontabilità del Codice di condotta commerciale con quelli del Portale Offerte, nonché interventi di semplificazione della struttura delle schede stesse. ARERA ha deciso di:

- escludere imposte e tasse dalla stima della spesa annua;
- includere nella spesa annua stimata delle schede di confrontabilità gli eventuali sconti applicati automaticamente in virtù dell'adesione all'offerta, dando separata evidenza degli eventuali altri sconti condizionati nel riquadro "Descrizione dello sconto e/o del bonus";
- utilizzare nelle schede lo stesso criterio previsto dal Regolamento per la stima della spesa annua delle offerte a prezzo variabile;
- armonizzare la struttura delle schede EE e gas;

ARERA ha inoltre riordinato il testo del Codice di condotta commerciale vigente, rendendo disponibile il nuovo testo nonché un documento che indica le modifiche e le integrazioni adottate con la presente delibera.

D.L. n.91/2018, convertito in L. 108/2018 (c.d. 'Milleproroghe 2018')

La legge proroga il termine del Servizio di Maggior Tutela elettrica al 1° luglio 2020.

Tariffe

Del 737/2017 - Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016, di annullamento della deliberazione ARG/gas 89/10 - Determinazione ora per allora del valore della materia prima gas per il periodo da ottobre 2010 fino alla Riforma gas dell'Autorità e DCO 516/2018 - Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016, di annullamento della deliberazione ARG/gas 89/10 - Orientamenti relativi alle modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali - Delibera 32/2019-Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016, di annullamento della deliberazione ARG/gas 89/10 - Modalità di regolazione delle partite economiche tra venditore e clienti finali per il periodo 2010-12

La delibera 737/2017 aveva stabilito il valore del parametro K della componente QE valido per il periodo 2010-2012; tale revisione riconosce il maggior costo degli approvvigionamenti gas sostenuti dagli operatori e determina un incremento ora per allora della tariffa gas tutelata. Il DCO 516/2018 e la successiva delibera 32/2019 definiscono le modalità di recupero degli ammontari pregressi. La soluzione definita dalla delibera 32/2019 prevede il recupero tramite presentazione di apposita istanza alla CSEA; l'istanza dovrà indicare il numero dei punti serviti nel periodo con i relativi volumi di gas prelevati per ciascuna tipologia di cliente finale (clienti domestici, condomini, altri punti di riconsegna che prelevino fino a 200 kSm3/anno). L'istanza dovrà contenere altresì una dichiarazione di non aver già fatturato gli importi sottostanti (istanza resa ai sensi del DPR 445/2000). L'importo riconosciuto ai distributori sarà scontato di un 'unpaid ratio' differenziato per tipologia di cliente finale e verrà riconosciuto dalla CSEA in tre rate: ¼ il 1 aprile 2020, ½ il 31 dicembre 2020 e il residuo il 31 dicembre 2021. Gli importi saranno recuperati tramite la componente UG2 di cui all'art.40.3 del RTDG.

Fatturazione

Del 97/2018 - Attuazione urgente delle disposizioni della legge 205/2017 in materia di fatturazione e misura nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica e avvio di procedimento per la completa attuazione delle suddette disposizioni nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale

ARERA definisce le misure di prima attuazione della Legge di Bilancio 2018 in tema di fatturazione e misura per il settore elettrico (così da garantire l'effettiva operatività delle misure) e avvia un procedimento per la completa attuazione delle disposizioni della suddetta legge nei settori energetici.

- La prescrizione biennale prevista dalla Legge di Bilancio (relativa a tutti i rapporti commerciali della filiera, quindi anche tra distributori e venditori) decorre dal termine entro cui l'esercente del servizio è obbligato a emettere il documento di fatturazione. Il venditore dovrà emettere la fattura relativa a conguagli operati sulla base di rettifiche del dato di misura entro 45 giorni dal momento in cui tale rettifica è resa disponibile nell'ambito del SI;
- per il settore elettrico:
 - o in sede di prima applicazione, le previsioni della legge hanno riguardato i clienti finali domestici e non domestici connessi in BT;
 - o il venditore deve informare le suddette categorie di utenti (contestualmente all'emissione della fattura e comunque almeno 10 giorni prima della scadenza dei termini di pagamento) della possibilità di eccepire:
 - la prescrizione del credito relativo a importi che il venditore avrebbe dovuto fatturare più di 2 anni prima, nei casi di rilevanti ritardi;
 - il diritto a non versare gli importi fatturati, nei casi di rettifiche di dati di misura relative a periodi superiori a 2 anni.

E' stata avviata la consultazione per definire i casi di responsabilità del cliente finale e, conseguentemente, i limiti di responsabilità del distributore nella rilevazione delle letture (DCO 570/2018).

M

Del 569/2018 - Disposizioni per il rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti finali nei casi di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni

Con la delibera 569/2018 l'ARERA ha stabilito che gli importi prescrivibili possano essere fatturati separatamente o nella fattura di ciclo purché adeguatamente evidenziati e purché relativamente a questi non si attivino forme di pagamento automatico. Nell'attesa dell'implementazione delle misure a carico dei distributori, è possibile inserire in fattura un messaggio che, non potendo ancora discernere tra responsabilità del distributore o del cliente, indichi genericamente l'eventualità dell'applicabilità della prescrizione breve.

Del 264/2018 – Interventi urgenti in materia di fatturazione

ARERA chiarisce che nell'ipotesi in cui il venditore possa eccepire all'impresa distributrice la prescrizione del credito nei casi previsti dalla legge di bilancio 2018 e dalla deliberazione 97/2018/R/COM, non dovrà fatturare ai clienti finali le somme corrispondenti.

DCO 52/2018 – Meccanismo di riconoscimento degli OGS non riscossi e altrimenti non recuperabili, applicabile agli utenti del servizio di trasporto di energia elettrica

La consultazione propone la reintegrazione degli OGS versati ai DSO dai venditori del mercato libero e dagli esercenti la salvaguardia (questi ultimi dal 2019) ma non incassati dai Clienti Finali.

L'istanza è facoltativa, annuale, con 2 sessioni di liquidazione; la prima avverrà nel 2019. E' prevista una sessione di anticipo straordinaria con calcoli semplificati già nel 2018 per eventuali utenti del trasporto con grave esposizione sugli OGS. Le condizioni necessarie di partecipazione sono:

- che il contratto di trasporto con il DSO non sia risolto;
- ottemperanza al pagamento delle fatture di trasporto;
- effettuazione di tutte le azioni per un'efficiente gestione del credito.

Gli OGS ammessi al meccanismo sono relativi a fatture con termini di pagamento scaduti da almeno 12 mesi alla data di presentazione dell'istanza di partecipazione, di competenza a partire dal 1° gennaio 2016 e verificabili da CSEA.

TELERISCALDAMENTO

Del 23/2018 - Disposizioni per l'esclusione dal novero delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento soggette a regolazione

La deliberazione presenta le disposizioni per l'esclusione delle infrastrutture di trasporto dell'energia che non rispettano i requisiti generali previsti dal decreto legislativo 102/2014 dall'ambito di applicazione della regolazione del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento definita dall'Autorità ai sensi del medesimo decreto. Con la del. 369/2018 ARERA ha rigettato alcune delle istanze di esclusione ricevute dagli operatori.

Del 24/2018 (come modificata dalla 277/2018) - Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio del diritto di recesso

La deliberazione definisce la regolazione in materia di criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e di modalità per l'esercizio da parte dell'utente del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete di telecalore per il periodo 1° ottobre 2018 - dicembre 2020.

Del 661/2018 - Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, per il periodo di regolazione 1° luglio 2019 - 31 dicembre 2021

La deliberazione definisce la regolazione della qualità commerciale del servizio di telecalore per il periodo di regolazione 1° luglio 2019 - dicembre 2021 e prevede l'avvio di un procedimento per la rivalutazione delle disposizioni in materia di esercizio del diritto di recesso stabilite dal TUAR (testo unico dei corrispettivi di allacciamento e del diritto di recesso) ed alcune modifiche dello stesso.

DCO 637/2018 - Disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Inquadramento generale e primi orientamenti

Il documento per la consultazione presenta i primi orientamenti in materia di trasparenza del servizio di telecalore, con riferimento ai contratti di fornitura, ai prezzi di erogazione del servizio, ai documenti di

fatturazione, alle informazioni in tema di qualità commerciale e alle prestazioni di carattere ambientale nonché al monitoraggio dei prezzi del servizio da parte dell'Autorità.

DCO 691/2018 - Regolazione della qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Inquadramento generale e primi orientamenti

Il documento per la consultazione presenta i primi orientamenti in materia di qualità tecnica del servizio di telecalore, con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, nonché alle prestazioni energetiche ed ambientali.

RIGASSIFICAZIONE

Aste per assegnazione capacità

Del 110/2018 - Approvazione del codice di rigassificazione predisposto dalla società OLT Offshore Lng Toscana S.p.A.

Con tale delibera ARERA ha positivamente verificato, e conseguentemente approvato, lo schema di codice di rigassificazione presentato da OLT ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. Lo schema di codice implementa, inoltre, le disposizioni del Testo Integrato per l'accesso ai servizi di Rigassificazione (TIRG) che introduce meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione.

Del 186/2018 - Definizione dei criteri per il calcolo dei prezzi di riserva per il conferimento della capacità di rigassificazione e Del 308/2018 - Disposizioni in materia di procedure di conferimento della capacità di rigassificazione

Il primo provvedimento definiva i criteri per il calcolo del prezzo di riserva per le procedure di conferimento delle capacità di rigassificazione. Poiché nelle aste svolte nel primo semestre dell'anno per il conferimento della capacità di rigassificazione dei terminali GNL di OLT Offshore (Livorno) e di GNL Italia (Panigaglia, SP) è stato assegnato un solo slot di scarica pur in presenza di più offerte, perché tutte sono state formulate a un prezzo troppo basso rispetto a quello di riferimento fissato dall'Autorità, ARERA, con la seconda delibera ha aggiornato i criteri per la definizione del prezzo di riserva. La "taratura" dei criteri dei prezzi di riserva si è resa necessaria al fine di allineare le condizioni di offerta a quelle espresse dal mercato, con l'obiettivo di minimizzare gli oneri sostenuti del sistema in applicazione del fattore di copertura dei picchi ed aumentare la liquidità del mercato del gas.

Del 398/2018 - Chiusura istruttoria in materia di riconoscimento dei costi sostenuti della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. per l'approvvigionamento del GNL necessario alla produzione di energia elettrica In ottemperanza alle recenti sentenze del Consiglio di Stato (n. 3356/2016 e 3552/2016), l'Autorità ha deliberato circa i criteri da adottare per il riconoscimento dei costi sostenuti per l'approvvigionamento del GNL necessario alla produzione di energia elettrica, prevedendo di riconoscere i soli quantitativi di boil off gas necessari all'autoproduzione di energia elettrica per il funzionamento del terminale valorizzandoli sulla base della media registrata dal PFOR nell'anno tariffario.

DCO 590/2018 - Orientamenti per la regolazione dei depositi di stoccaggio di GNL e dei servizi di small scale LNG forniti da infrastrutture regolate

La consultazione affronta i seguenti temi:

- impianti di stoccaggio: l'Autorità ritiene connessi o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete di trasporto esclusivamente i depositi di stoccaggio GNL considerati strategici ai sensi del D.Lgs 257 e che, pertanto, "svolgono un'attività di rigassificazione funzionale all'immissione in rete". Nel valutare la strategicità delle infrastrutture, ARERA intende utilizzare i requisiti per l'analisi costi/benefici definiti nella delibera 468/2018 sui Piani decennali della rete di trasporto;
- accesso alle infrastrutture per l'erogazione dei servizi di Small Scale Lng (SSLng): In caso di "capacità dedicata" a tali servizi, ciascuna impresa potrà definire le procedure in autonomia (purché non comprometta in nessun modo il servizio di rigassificazione) a fronte di un riconoscimento economico per l'utilizzo di parte dell'infrastruttura. Nel caso di servizi SSLng che impegnano parte della capacità di rigassificazione, i soggetti interessati dovranno disporre di tale capacità (e quindi avere precedentemente partecipato alle procedure di conferimento) o averne acquistata da altri utenti.

- sul fronte tariffe, per i terminali che mettono a disposizione capacità dedicata si propone di istituire corrispettivi specifici, per quelli che impegnano una parte della capacità di rigassificazione si attuano le condizioni economiche previste per la rigassificazione stessa;
- riguardo al fattore di garanzia l'Autorità è orientata a riconoscerlo ai rigassificatori che offrono anche servizi SSLng, ma non ai depositi. Per questi il Regolatore valuta comunque un meccanismo più limitato nel tempo e relativo alla sola capacità destinata alla rigassificazione.

ALTRI TEMI TRASVERSALI

Unbundling funzionale

Comunicato 15/2/2018 - Presentazione istanze di riconoscimento dei costi sostenuti per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione (debranding)

L'Autorità ha avviato la raccolta relativa alla presentazione delle istanze per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e la ridefinizione delle Politiche di Comunicazione.

Remunerazione capitale investito servizi infrastrutturali

Del 639/2018 - Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, per gli anni 2019-2021

Con tale provvedimento viene effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del TIWACC, e del livello di *gearing*. Vengono approvati i valori del WACC per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico, per il triennio 2019-2021 pari a 5,9%; i WACC in ambito gas, valevoli per l'anno 2019, vengono fissati per la misura al 6,8%, per la distribuzione al 6,3% e per la rigassificazione al 6,8%.

Prescrizione breve

DCO 408/2018 - Prescrizione per fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni: strumenti di rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti finali (ambito soggettivo di applicazione, obblighi informativi dei venditori e gestione reclami); DCO 570/2018 - Prescrizione biennale in applicazione della legge 205/17: Interventi finalizzati a efficientare le interazioni tra i soggetti della filiera e ottimizzare la raccolta del dato di misura funzionale alla fatturazione del cliente finale

ARERA intende intensificare le misure di tutela incrementando il livello di trasparenza delle comunicazioni sulla prescrizione breve in fattura: è richiesto ai venditori di discernere, all'atto dell'emissione di fatture relative ad importi prescrittibili, tra responsabilità del venditore/distributore e del cliente (messaggi differenziati, evidenza separata degli importi, variazione del metodo di pagamento in caso sia attivo un Sepa Direct Debit - domiciliazione). Al fine di individuare i casi di responsabilità del ritardo della fatturazione attribuibili al cliente finale (casi in cui la prescrizione breve non si applica), il DCO 570/2018 individua azioni in capo ai distributori quali l'adeguata informativa preliminare ai giri del personale che effettua le letture ed informazioni ex post; qualora, nonostante le informative il cliente finale non consenta l'accesso per effettuare le letture, il distributore potrà attribuire la responsabilità al cliente ed inviare l'informativa al SII e quindi al venditore.

Incentivi – Certificati bianchi

Del 487/2018 - Definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, ai sensi del decreto interministeriale 10 maggio 2018

L'Autorità ha approvato le nuove regole sul contributo tariffario per i TEE, che, in attuazione del decreto interministeriale "correttivo" del 10 maggio scorso, prevedono, tra le altre cose, la fissazione di un tetto a 250 euro/titolo. La previgente formula di determinazione del contributo ha trovato applicazione fino alla data di pubblicazione della delibera. Il Gestore ha inoltre modificato il testo delle Regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica eliminando i passaggi relativi al "prezzo di riferimento rilevante di sessione", ormai non più necessario dopo l'introduzione del cap di 250 €/TEE.

PERSONALE E FORMAZIONE

Personale

Al 31 dicembre 2018 risultano in forza al Gruppo Iren 7.042 dipendenti, in aumento rispetto ai 6.285 dipendenti al 31 dicembre 2017. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 dicembre 2018, suddivisa per Holding e società di primo livello e relative controllate, confrontata con il dato al 31 dicembre 2017.

Società	Organico al 31.12.2018	Organico al 31.12.2017
Iren S.p.A.	1.036	945
IRETI e controllate	2.120	1.952
Iren Ambiente e controllate	2.550	2.266
Iren Energia e controllate	832	653
Iren Mercato e controllate	504	469
Totale	7.042	6.285

Le principali variazioni dell'organico rispetto al 31 dicembre 2017 sono dovute a:

- Ingresso nel Gruppo delle Società Iren Rinnovabili, Studio Alfa e Coin Consultech per complessive 135 risorse al 1° gennaio 2018; a partire dal 1° ottobre tali società sono ricomprese fra le controllate di Iren Energia. Il numero dei dipendenti al 31 dicembre 2017 non includeva il personale appartenente a tali società, seppur presenti in perimetro, in quanto acquisite alla fine dell'esercizio e dunque non partecipanti alla determinazione del costo del personale di Gruppo nel 2017;
- ingresso nel Gruppo di ACAM (incorporata in Iren S.p.A.) e delle sue controllate ACAM Acque (controllata da IRETI), ACAM Ambiente (controllata da Iren Ambiente), In.Te.Gra. (incorporata in Iren S.p.A.), Centogas Energia (incorporata in Iren Rinnovabili), per complessive 699 risorse;
- stipula del contratto tra SEI Energia S.p.A. (affittante) ed Iren Energia S.p.A. (affittataria) che prevede, con decorrenza dal 6 settembre 2018, l'affitto di Ramo di Azienda comprendente le attività di Teleriscaldamento nei Comuni di Rivoli, Collegno e Grugliasco, per complessive 21 risorse;
- finalizzazione in data 6 settembre 2018, da parte di Iren Mercato S.p.A., dell'operazione di acquisto del 100% del capitale sociale di Spezia Energy Trading S.r.l. per complessive 22 risorse;
- perfezionamento in data 28 settembre 2018, da parte di Iren Energia S.p.A. dell'acquisizione del 66,23% del capitale sociale della Società Malra S.p.A. per complessive 2 risorse;
- acquisizione, in data 17 ottobre 2018, da parte di Iren Ambiente S.p.A., di un ramo di azienda da SMC Smaltimenti Controllati costituito dalla partecipazione del 48,85% nel capitale di SETA S.p.A. e dalle attività di chiusura e gestione post mortem della discarica di Chivasso 0 per complessive 2 risorse;
- cessione di ramo e cessioni di contratto da IRETI alla società Gestione Acqua (8 risorse);
- avvio del nuovo piano di ricambio generazionale.



Formazione e addestramento del personale

Anche per il 2018 la formazione conferma il suo ruolo di supporto e accelerazione dei processi di cambiamento e trasformazione in atto all'interno del Gruppo Iren.

Risultato di una pianificazione organica che tende a strutturare e rinforzare competenze e capacità legate a ruoli e mansioni, attraverso una attenta analisi dei fabbisogni formativi alimentata dai risultati derivanti dalla rilevazione delle competenze, dai progetti e riorganizzazioni che interessano il Gruppo, la formazione tende sempre di più a una prospettiva di costante continuità lungo tutta la vita professionale del personale, accompagnandola negli aspetti legati

- all'inserimento in azienda,
 - all'introduzione di nuove modalità di lavoro,
 - all'aggiornamento delle conoscenze tecnico-specifiche,
 - alla sicurezza
- nonché
- alla valorizzazione delle competenze relazionali e comportamentali.

Questo fa di essa un supporto importante non solo alla valorizzazione del ruolo acquisito ma anche alla riqualificazione delle professionalità inserite nei percorsi di mobilità interna, attraverso azioni mirate e dedicate.

Ai dipendenti del Gruppo (inclusi i lavoratori con contratto di somministrazione) sono state erogate circa 131.000 ore di formazione (+26,8% rispetto al 2017), con circa 6.600 risorse che hanno partecipato ad almeno una iniziativa formativa, pari a circa il 95% del totale (+7,5%).

In particolare, sono stati coinvolti in almeno una iniziativa formativa il 100% dei dirigenti, dei quadri e degli impiegati e l'80% degli operai.

La media pro capite è in rilevante crescita e pari a circa 18,9 ore (+15% rispetto all'anno precedente). La media di genere è risultata pari a 14,6 ore per le donne (+34% rispetto all'anno precedente) e a 20,4 ore per gli uomini (+10,3% rispetto all'anno precedente). Anche analizzando il dato a livello di singole qualifiche si registrano valori in forte crescita nelle ore medie di formazione: 31,2 ore per i dirigenti (+59% rispetto al 2017), 25,5 per i quadri (+38,6%), 20,7 per gli impiegati (+24%) e 16,2 per gli operai (+0,6%).

Si conferma punto di forza per il 2018 l'attività progettuale interna delle iniziative formative, con docenza a cura sia di formatori interni che di consulenti esterni (cosiddetta formazione interna), che ha rappresentato il 91% del monte ore complessivo (+1% rispetto all'anno precedente).

E' inoltre in forte crescita la formazione manageriale, che ha registrato un incremento di oltre il 139% rispetto al 2017. Risultano invece stabili, seppur con valori elevati, la formazione e l'addestramento specialistici, che rappresentano il 49,5% del monte ore complessivamente erogato.

All'interno dell'azione formativa di Gruppo continuano ad avere una forte rilevanza le attività di formazione sulla sicurezza nelle pratiche quotidiane di lavoro: sono state infatti quasi 31.000 le ore di formazione erogate complessivamente in ambito qualità, sicurezza e ambiente, con particolare riferimento alla formazione legata all'accordo Stato-Regioni.

L'investimento economico sostenuto dal Gruppo nel 2018, al netto dei costi del personale in formazione e dei docenti interni, è stato di circa 970.000 euro: circa 600.000 euro dell'importo sono relativi all'utilizzo dei fondi di formazione finanziata (Fonservizi e Fondirigenti), con un incremento del 15% rispetto all'anno precedente. Anche nel 2018 l'indice di soddisfazione delle attività formative risulta positivo seppur in leggero calo (78,2% rispetto all'80% dell'anno precedente), così come quello di apprendimento pari all'86,6%.

ORGANIZZAZIONE E SISTEMI INFORMATIVI

Organizzazione

Nel corso del 2018, sono proseguiti i numerosi interventi di riorganizzazione del Gruppo volti principalmente al rafforzamento dell'unitarietà di governo, al raggiungimento degli obiettivi di efficacia ed efficienza operativa ed alla maggior focalizzazione sul business, in coerenza con quanto previsto nelle Linee Guida Strategiche del Piano Industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A.

Inoltre, sono proseguite le operazioni di razionalizzazione ed integrazione volte a completare, anche mediante operazioni di trasferimento di attività e/o rami interni al perimetro societario, il Modello Organizzativo di Gruppo, nonché di rafforzarlo con l'ingresso di nuove realtà acquisite a seguito di operazioni societarie e di Merger&Acquisition (gruppo Iren Rinnovabili e gruppo ACAM), anche attraverso forme di coordinamento funzionale, ove non possibili altre forme di integrazione societaria.

Per favorire il raggiungimento degli obiettivi di Gruppo e delle singole Società che ne fanno parte sono stati avviati o sono proseguiti importanti progetti sviluppati insieme ad un profondo percorso di *change management*, basati su quattro principali direttrici: la relazione con il Cliente, il miglioramento del servizio e delle performance, la digitalizzazione e le risorse umane.

Facendo rimando al successivo paragrafo "Sistemi Informativi", si riportano di seguito a titolo esemplificativo alcuni progetti in essere che presentano implicazioni organizzative:

- per quanto riguarda la relazione con il Cliente, è proseguito il programma mirato a ridisegnare l'intero processo di gestione e relazione con i Clienti, dal primo contatto alla fatturazione, con l'introduzione di un innovativo sistema di *Customer Relationship Management (CRM)*;
- per quanto riguarda il miglioramento del servizio e delle performance, in ambito Business Unit Reti è stato pressoché completato il progetto per l'utilizzo di un nuovo sistema di *Asset Management* e di un sistema di *Work Force Management (WFM)*, mentre in ambito Business Unit Ambiente, è stato avviato il progetto denominato "Just Iren" che prevede la realizzazione di un nuovo modello gestionale, operativo e informatico in grado di ottimizzare la gestione del processo di raccolta, spazzamento e conferimento rifiuti favorendo altresì l'interazione con il Cliente/Cittadino e con gli Enti locali cui si presta il servizio;
- per quanto riguarda la digitalizzazione, oltre alla formalizzazione della strategia digitale nell'ambito del Piano Industriale, si è completato il progetto "*Smartphone per tutti*", che consente a tutto il personale di disporre di uno strumento fondamentale di supporto per la digitalizzazione dei processi e delle attività;
- per quanto riguarda le risorse umane, è proseguito il lavoro sui sistemi di *Performance Management* e *Compensation* ed è stato avviato il progetto di implementazione del nuovo sistema informativo finalizzato alla gestione dell'intero processo di *Recruiting* e di *Career & Succession Planning*.

Fra gli interventi per il miglioramento organizzativo si ricordano inoltre il progetto pilota di *Robotic Process Automation* che si è sviluppato nell'area della gestione della rilevazione presenze, il progetto per rendere operativa la fatturazione elettronica ed il progetto di gestione digitale dei contratti *Intercompany*.

Nel corso del 2018 si è inoltre svolto per la prima volta un sondaggio fra tutto il personale sui comportamenti e le politiche organizzative del Gruppo, con l'utilizzo della metodologia messa a punto a livello internazionale da una primaria Società di Consulenza strategica. Tale sondaggio, che ha registrato un buon livello di partecipazione, ha consentito a sua volta di individuare alcune azioni di miglioramento, che sono state avviate nel quarto trimestre dell'anno.



M

Sistemi Informativi

Il 2018 ha visto l'avvio, il prosieguo ed il completamento di importanti progetti strategici per il Gruppo. In particolare sono partite le fasi esecutive dei progetti IRENWAY (revisione architettuale e di processo del settore della distribuzione), JUST IREN (ridisegno della mappa applicativa della BU Ambiente) e WorkForce Management (WFM) sul servizio idrico.

E' invece stato completato il progetto WFM per la distribuzione gas, consolidato l'ambito legato al workflow del ciclo passivo, completata la distribuzione dei *device* prevista dal Progetto Smartphone per Tutti e gli *Analytics* per il settore del teleriscaldamento.

Sono inoltre proseguite le attività relative al programma di Trasformazione Mercato ed è stata avviata la fase inerente al piano di fattibilità del mondo Work Force Management - Asset Management anche per il settore della distribuzione energia elettrica.

Di seguito viene fornita una panoramica più ampia dei principali progetti, suddivisi per Business Unit o inerenti ad ambiti trasversali ai business del Gruppo.

In area CORPORATE è stato completato il progetto di Robotic Process Automation per la gestione e quadratura delle presenze. Sempre in ambito HR sono continuati i progetti "Budget del Personale", che si propone di definire e implementare un modello di budgeting, planning, forecasting e data import consuntivo che copra completamente le attività di pianificazione, reporting e analisi, e l'adozione del nuovo strumento di Performance Management sulla piattaforma Success factor con i moduli di *Recruiting*, *Succession* e *Career Development*.

Dal lato del progetto riguardante i processi di Ciclo Passivo, è in fase di completamento l'integrazione con la piattaforma di Bravo Solution per la gestione degli appalti ed è terminata la raccolta delle segnalazioni ricevute durante le prime fasi dello stesso.

Per il progetto "DWH del Credito", terminata la fase 1 nel primo semestre 2018, sono state verificate le quadrature anche sui sistemi Net@DIS e SAP per l'ambito idrico e sono in corso le ultime attività per la definitiva chiusura della fase 2.

Si sono concluse le attività legate al progetto Smartphone per Tutti, il cui obiettivo è quello di dare in dotazione a tutta la popolazione aziendale uno smartphone al fine di fruire più efficacemente dei servizi messi a disposizione dei dipendenti Iren.

Infine, sono arrivati alla prima delivery i progetti sulla fatturazione elettronica, partita il 1° gennaio 2019, e di gestione delle presenze, che prevede la possibilità di inserire giustificativi di assenza tramite smartphone da parte del personale dipendente.

Sono in corso l'adeguamento ICT al General Data Protection Regulation e i Digital Payments, con lo scopo di adeguare i Sistemi Informativi aziendali alle ultime indicazioni normative in ambito privacy e pagamenti. Da ultimo, ma non meno importante, sono state avviate le operazioni di adeguamento dei sistemi delle principali funzioni di staff legate alle recenti operazioni societarie: ACAM, Iren Rinnovabili, Studio Alfa, il ramo d'azienda relativo al teleriscaldamento di SEI Energia e Spezia Energy Trading.

Relativamente alla BU ENERGIA, nel 2018 il progetto di maggior rilevanza è stato la Reportistica del Teleriscaldamento basata su Qlik Sense, un applicativo di nuova introduzione che ha dato modo di condurre analisi *smart* volte anche a migliorare la proposizione commerciale. La prima *wave* del progetto ha riguardato l'analisi dei dati di produzione, distribuzione e vendita calore con obiettivi di incremento di saturazione, rivisitazione tariffe, cross selling, saving industriali e miglior pianificazione.

Sono inoltre in corso le attività di porting delle funzionalità e del workflow del precedente applicativo custom di reportistica TLR su MOBI TLR e Gestione Lavori TLR, per quanto riguarda l'estensione della rete e le sottostazioni.

Tra le attività principali, è infine in corso una sperimentazione, all'interno del "Piano Industria 4.0", relativa alla creazione di una *check list* informatizzata per l'ispezione degli impianti. Tale sperimentazione avrà durata di circa 5 mesi e avrà per oggetto la *check list* dell'operatore nei confronti dell'unità di produzione 3GT della centrale termoelettrica di Moncalieri.

Si è infine completato il *porting* dei contratti di erogazione servizi precedentemente in capo ad Iren Energia ed ora di pertinenza di Iren Rinnovabili.

In ambito Telecontrollo prosegue l'estensione del sistema di Telegestione del Teleriscaldamento nell'area emiliana.

Per la BU AMBIENTE il programma JUSTIREN, a valle dell'assegnazione della gara al System Integrator, è arrivato nella fase esecutiva, con una definizione puntuale di un piano di attività che vedrà l'area di operatività torinese come prima interessata dai rilasci del programma nel marzo 2020, per chiudersi nel maggio 2021 con la totalità dei territori in cui Iren fornisce il servizio di igiene ambientale.

Sempre per l'area Torino si sono completate le attività relative al lancio dell'App Junker per la gestione della raccolta differenziata, anche con l'ampliamento di due nuovi quartieri, Lingotto e Filadelfia.

Sono inoltre stati rilasciati i sistemi ECOS Commerciale e ECOS web per la gestione dei rapporti con i Comuni clienti ed avviato il progetto di integrazione del contact Center ECOS in ACAM.

Per quanto concerne la BU MERCATO, continua l'iniziativa di "Trasformazione Mercato" con le fasi realizzative di migrazione delle piattaforme di fatturazione e la rivisitazione del canale Web. Inoltre sono stati avviati stream volti:

- alla gestione Analytics;
- alla revisione della Document Composition;
- al miglioramento di utilizzo dei canali social;
- all'integrazione con l'ambito delle offerte New DownStream (extra commodity);
- all'introduzione SAP BW per reportistica.

Nel primo semestre 2018 il nuovo sistema CRM è stato reso disponibile per le sole commodity gas ed elettricità. Il secondo semestre ha visto alcuni ritardi che hanno portato ad un rilascio di funzionalità parziali a inizio dicembre.

Inoltre, si prevede il completamento delle attività legate alla fatturazione Gas&Power tramite le attività di migrazione dati su SAP ISU di tutti i sistemi di fatturazione Iren (Net@, CNRG), e l'adozione di una nuova piattaforma web. Relativamente alla nuova piattaforma di gestione dei Call Center si è conclusa la seconda parte del progetto, che ha previsto il rilascio delle funzionalità avanzate e l'integrazione con il nuovo CRM.

Relativamente alla BU RETI, è divenuto operativo il nuovo sistema di *Work Force Management* in particolare per la commodity gas in tutti i sottoambiti (*Work Force Automation*, *Schedulatore* e *Pronto Intervento*). Sono inoltre state avviate, con una e parziale messa in produzione, le attività per il settore idrico.

Sempre in ambito BU Reti proseguono inoltre i numerosi sviluppi software legati agli adeguamenti normativi previsti dall'ARERA sugli attuali sistemi del settore della distribuzione.

Ha altresì preso l'avvio il progetto strategico Iren WAY volto alla rivisitazione e standardizzazione dei processi e dei sistemi informativi a supporto delle attività commerciali delle Reti. Assegnata la gara al System Integrator per lo sviluppo del sistema, è ora in corso la fase di redazione della Business Blue Print, ossia l'analisi funzionale della soluzione prevista.

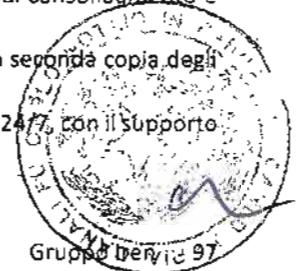
Sono infine stati consolidati i sistemi afferenti al contesto delle gare gas e ottimizzati processi e sistemi su Authority.net per la trasmissione dei dati e l'interfacciamento nei confronti dell'Autorità.

Da ultimo, anche se certamente non per importanza, nell'ambito trasversale dei Sistemi Informativi Territoriali prosegue il progetto GEOIREN che ha visto il rilascio della componente Web in ambito gas. Nel primo trimestre è stato rilasciato il sistema GEOWeb per IRETI e sono in fase di realizzazione le attività per la convergenza verso una piattaforma unica di gestione degli indirizzi di Iren. È inoltre stata formalizzata la richiesta di offerta tramite gara per il cosiddetto "Ufficio toponomastica", ossia la normalizzazione degli indirizzi su tutte le banche dati Iren, ed è stata valutata ed accettata l'adozione di uno strumento Geographic Information System in particolare per la distribuzione elettrica. L'attività è prevista concludersi entro agosto del 2019.

In ambito Telelettura/Telegestione sono proseguite le attività di copertura in radio frequenza dei contatori secondo il piano di progetto, raggiungendo la copertura dell'86%. Si sono inoltre concluse le valutazioni di fattibilità per la migrazione dei numeri verdi della BU Reti su una nuova piattaforma tecnologica e ingaggiato il relativo fornitore, anche per la fase implementativa.

Sul piano delle iniziative trasversali, in ambito Infrastrutture proseguono le iniziative di consolidamento e razionalizzazione, in particolare:

- è in corso il consolidamento dei sistemi di back-up su un'unica piattaforma, con la seconda copia degli stessi in Cloud;
- in ambito Sicurezza si è avviato a fine anno il servizio di Security Operations Center 24/7, con il supporto di un provider esterno;



4

- E' stato rilasciato lo strumento di monitoraggio *End To End* che permette di misurare le prestazioni dei sistemi informativi e delle piattaforme applicative;
- in ambito Distribuito sono stati avviati il progetto per rivedere la piattaforma di gestione delle video conferenze, la rivisitazione delle sale C.d.A. del Gruppo, la sostituzione delle stampanti multifunzione e del relativo sistema di gestione.

Nell'ambito della DIGITAL TRANSFORMATION, in particolare per quanto riguarda le soluzioni di Big Data e Analytics, nei mesi maggio e giugno la Direzione ICT ha svolto una serie di workshop che hanno coinvolto i principali *vendor* e alcune società di consulenza, così da approfondire le soluzioni e le esperienze attualmente presenti sul mercato e avere un loro punto di vista. In particolare si sono approfonditi alcuni specifici *use cases*:

- smart metering;
- monitoraggio impianti e reti;
- customer intelligence (soluzioni ed esperienze a supporto di Profilazione clienti e gestione offerte, Campaign management, ecc.);
- HR analytics.

A livello più ampio e strategico, sempre in tema di Digital Transformation, a luglio ha preso avvio il progetto di Strategia Digitale, per il quale sono state coinvolte tutte le Business Unit e Direzioni Corporate.

Il progetto ha avuto come obiettivi:

- condividere i trend dell'evoluzione digitale;
- misurare la *digital readiness* del Gruppo;
- definire la strategia digitale di Iren;
- Individuare e prioritizzare le iniziative digitali;
- valutare gli impatti economici, tecnologici, organizzativi e predisporre il business case;
- definire la roadmap di implementazione;

L'iniziativa si è conclusa a fine novembre con i seguenti *deliverables*: *digital readiness* attuale e obiettivo a tendere, strategia digitale, roadmap e investimenti necessari, modello valutazione iniziative e governance e un business case di 5 iniziative.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Come esplicitato nella propria missione aziendale, il Gruppo Iren fornisce servizi integrati mirando alla salvaguardia ambientale e alla sicurezza del personale. Poiché l'evoluzione continua delle aspettative e delle esigenze dei clienti, fortemente supportata dalla competitività del mercato, richiede modelli organizzativi flessibili e sistemi di gestione snelli, di cui occorre monitorare l'efficacia in termini di risultati attesi, il Gruppo ha sviluppato un Sistema Integrato (Qualità, Ambiente e Sicurezza) quale mezzo per il conseguimento degli obiettivi stabiliti. Il Sistema Integrato è strutturato in modo da prevedere un adeguato controllo di tutti i processi operativi che influiscono sulla qualità del servizio, in un'ottica di sempre maggior orientamento al cliente, alla sicurezza dei lavoratori ed alla tutela ambientale.

I principi fondamentali della politica del Sistema Integrato sono:

- la soddisfazione del cliente;
- l'attenzione agli aspetti sociali ed ambientali;
- la sicurezza per il personale;
- l'efficienza nella prestazione del servizio;
- la qualità delle forniture e degli appalti;
- il miglioramento continuo;
- il rispetto del Codice Etico;
- il rispetto e la valorizzazione delle persone;
- l'attenzione e il governo dei rischi, a fronte di un'analisi continua del contesto dell'organizzazione e delle esigenze ed aspettative delle parti interessate;
- l'innovazione e il cambiamento;
- lo sviluppo sostenibile;
- la responsabilità e la cooperazione con la comunità degli *stakeholders*.

La politica del Sistema Integrato è condivisa da tutto il personale operante all'interno del Gruppo e ha creato forti sinergie tra le strutture operative.

Iren, Iren Ambiente, Iren Energia, IRETI, AMIAT, Iren Laboratori, Iren Acqua e Iren Acqua Tigullio hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità), ISO 14001 (Ambiente) e OHSAS 18001 (Sicurezza). Inoltre, Iren Mercato è certificata con riferimento alle norme internazionali ISO 9001 (Qualità) e OHSAS 18001 (Sicurezza) e al Documento Tecnico Certiquality 66 relativo alla Vendita di Energia Verde. Tutte le suddette Società, per quanto attiene alle ISO 9001 e ISO 14001, hanno effettuato il passaggio alla revisione 2015 delle suddette norme, aggiornando il proprio sistema di gestione sulla base dei nuovi requisiti normativi, completando il percorso di aggiornamento di tutti i Sistemi Certificati del Gruppo Iren.

Nel corso del 2018 sono stati condotti, con esiti positivi, gli audit di sorveglianza da parte degli Organismi di Certificazione che hanno confermato la validità di tutte le Certificazioni in possesso da parte delle Società. Infine, subito a valle dell'operazione societaria che ha portato alla riorganizzazione di Iren Rinnovabili, la Società ha ottenuto le certificazioni Qualità (ISO 9001), Ambiente (ISO 14001), Sicurezza (OHSAS 18001), Efficienza Energetica (ISO 50001), ESCO (UNI 11352) ed F-Gas.



3

RICERCA E SVILUPPO

L'innovazione tecnologica nel Gruppo IREN è centrale nelle scelte strategiche e nella definizione dei prodotti e servizi offerti.

Il Piano Industriale al 2023, approvato dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. il 27 settembre 2018, conferma la centralità dell'innovazione nella Vision del Gruppo IREN che si esplicherà nell'arco del piano nello sviluppo di tutti i settori in cui opera con l'obiettivo di rendere Iren un esempio di eccellenza e innovazione nel settore delle multi-utility.

Le principali linee di ricerca, sviluppo ed innovazione sulle quali il Gruppo sta investendo riguardano:

- efficienza energetica declinata su più livelli e asset (cliente, edificio, agglomerato urbano, asset energetici del Gruppo);
- studio di nuovi sistemi per il recupero dei cascami energetici e incremento dell'efficienza degli impianti;
- sistemi avanzati di telegestione, telelettura, smart metering e multi metering;
- sistemi di accumulo termico e elettrico;
- processi finalizzati a massimizzare il recupero energetico e di materia da differenti frazioni di rifiuti;
- Internet of Things ("IoT") e domotica;
- strumenti ICT di "data intelligence";
- gestione ottimizzata del ciclo idrico integrato (distrettualizzazione, individuazione e riduzione delle perdite di rete) e strumenti a supporto della sensoristica in campo;
- sistemi per la riduzione quantitativa ed il recupero di materia e/o energia da fanghi derivanti da processi di trattamento delle acque reflue;
- mobilità elettrica e guida autonoma;
- soluzioni "industria 4.0" a supporto del personale coinvolto in attività operative e di manutenzione impianti, per la manutenzione predittiva e per il monitoraggio in campo;
- progetti in ottica smart city.

IREN gestisce i processi di innovazione attraverso un modello di *open innovation* e, coerentemente con tale modello, ha in corso proficue collaborazioni con Università, Centri di Ricerca, Poli d'innovazione e *Startup* innovative. Inoltre partecipa attivamente a gruppi di lavoro ed associazioni su temi specifici di ricerca e sviluppo e promuove eventi quali convegni, workshop e *hackathon*.

Il 2018 è stato caratterizzato sia dal prosieguo delle attività tecniche relative ai diversi progetti cofinanziati del Gruppo sia dallo sviluppo, anche in partnership con aziende e startup innovative, di progetti tecnologici interni sulla base di una pianificazione che, partendo da un'analisi dello scenario di lungo periodo, è volta a dotare il Gruppo degli strumenti necessari a cogliere le opportunità e a mitigare i rischi derivanti dall'evoluzione dei mercati in cui opera.

Inoltre, nella seconda metà del 2018 è stato lanciato "IREN UP", l'innovativo programma di Corporate Venture Capital con l'obiettivo di affiancare le startup italiane a più alto potenziale nel settore cleantech, dalle tecnologie pulite all'economia circolare. Nell'ambito di quanto sopra, IREN mette a disposizione un inedito pacchetto di servizi personalizzato che potrà includere sperimentazione, supporto tecnico, consulenza legale, test di mercato, accordi commerciali e industriali. Il programma prevede investimenti per oltre 20 milioni di euro per i primi tre anni, con ticket di investimento da 100.000 a 2 milioni di euro, a seconda della fase di vita della startup e delle necessità.

Anche in relazione al programma IREN UP, nel corso del 2018 sono proseguite e rafforzate le attività di ricerca di startup che abbiano sviluppato soluzioni innovative in grado di apportare benefici sulle linee di business del Gruppo, anche attraverso la partecipazione ad eventi dedicati a mettere in contatto la domanda e l'offerta di tecnologia.

A tale proposito, è stata lanciata la seconda edizione della IREN Startup Award, competizione a cui hanno partecipato oltre 170 startup, e che ha visto vincitori la startup Smart Track nella categoria seed e la startup Ecoplasteam nella categoria growth. Nell'ambito di Smart Track ha sviluppato una piattaforma che utilizza dispositivi indossabili e sensori in grado di segnalare tempestivamente situazioni di emergenza per la salute e l'incolumità dei lavoratori, mentre Ecoplasteam ha messo a punto un processo per il trattamento dei rifiuti poliaccoppiati (ad esempio il Tétrapak) che produce l'EcoAllene, un innovativo materiale plastico totalmente riciclabile con una grandissima varietà di utilizzi nella realizzazione di oggetti e componentistica.

Entrambe le startup, oltre ad un contributo economico al progetto, riceveranno un programma personalizzato di accelerazione finanziato da IREN.

A completamento di quanto sopra, la startup Bepooler è risultata vincente per quanto riguarda la categoria speciale relativa alla mobilità eco sostenibile.

Inoltre, in attuazione della Convenzione Quadro di collaborazione per la ricerca tra l'Università degli Studi di Torino e Iren S.p.A., il 19 luglio si è tenuto l'evento di chiusura della Challenge lanciata da IREN presso il ContaminationLab di Torino, luogo di incontro per studenti di tutte le discipline provenienti dal Politecnico e dall'Università degli Studi di Torino. Più di 80 studenti si sono candidati per rispondere alla prima sfida proposta da IREN, "individuazione di nuovi modelli di mobilità elettrica in contesti urbani ad alta densità abitativa" – fra di essi, 32 sono stati selezionati per intraprendere un percorso formativo di alcune settimane e 4 hanno avuto accesso ad altrettante borse di studio per collaborare con IREN per 10 mesi. I ragazzi del team vincitore, Up The Frequency, hanno iniziato da Settembre 2018 a collaborare su progetti di mobilità di interesse del Gruppo.

Nel 2018, Iren si è aggiudicata il premio Innovazione SMAU 2018 con il piano Industria 4.0 per la Business Unit Energia. Nello specifico, il progetto ha avuto l'obiettivo di individuare soluzioni innovative nella gestione della Business Unit, con particolare riferimento al settore manutentivo delle divisioni termoelettrica, idroelettrica e teleriscaldamento.

Anche nel 2018, il Gruppo è risultato finalista nella categoria "Tecnologia, Ricerca & Innovazione" nel premio assegnato da Top Utility, dopo essersi aggiudicato il primo posto nell'edizione 2017.

Si riportano nel seguito i principali progetti in corso, per un valore complessivo a carico del Gruppo IREN pari a circa 7,5 milioni di euro, di cui 3,5 milioni oggetto di finanziamento. Relativamente a tali importi, la spesa sostenuta nel corso del 2018 è stata pari a 740.000 euro, di cui circa 500.000 euro coperti da finanziamento.

PROGETTI DI RICERCA FINANZIATI IN CORSO

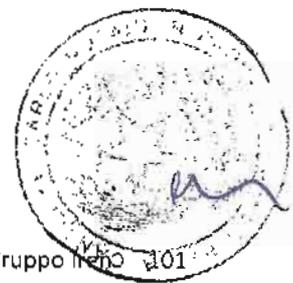
Servizi Idrici

SmartWaterTech (MIUR)

Il progetto nasce dalla fusione tra le due idee progettuali WATERTECH e SMART WATER presentate in ambito bando MIUR Smart Cities nell'ottica di offrire una più robusta analisi del sistema idrico integrato, puntando sia alla gestione di problematiche relative alle reti di distribuzione idrica, sia all'applicazione di modelli e tecnologie innovative per il trattamento delle acque reflue.

Partner: IRETI, Iren Acqua, ABC, Acquedotto Pugliese, ASTER, CAE, Digimat, Fast, Foxbit, Icampus, International University College, Università di Bologna, Università di Napoli Federico II, Università di Palermo, Università di Trento, Irea-CNR.

Stato: Il progetto prevede un capitolato tecnico con attività progettuali previste sulla rete acquedottistica a servizio del comprensorio di Rapallo e dell'area metropolitana genovese. Più in dettaglio, la rete acquedottistica asservita alla città di Rapallo è stata modellizzata e calibrata con il supporto dell'Università di Bologna. Il sistema acquedottistico è stato inoltre distrettualizzato mediante l'installazione di valvole di controllo della pressione permettendo importanti risparmi in termini di volumi d'acqua erogata. In area metropolitana genovese è prevista attività similare sulla rete di drenaggio urbana, attività che verrà svolta con il supporto dell'Università di Palermo.



WATERSPY – High performance, compact, portable photonic device for pervasive water quality analysis (H2020)

Il progetto WATERSPY intende sviluppare e definire una metodologia per rilevare la presenza di batteri eterotrofi nelle matrici acquose quali eColi, pseudomonas aeruginosa e salmonella. Lo strumento, da sviluppare a livello prototipale per un utilizzo sul campo presso fonti di approvvigionamento del servizio idrico (laghi artificiali) e presso la rete di distribuzione, prevede una fase di pre-concentrazione che permette al bio-sensore di legare i batteri su una superficie che verrà poi analizzata con una tecnologia laser. La messa a punto di uno strumento che funziona nel range indicato potrebbe aprire rilevanti opportunità nel monitoraggio pervasivo della qualità dell'acqua.

Partner: IREN (con IRETI e Iren Laboratori), CyRIC Ltd, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Alpes Lasers SA, National Technical University of Athens, ID Quantique SA, AUG Signals Hellas, Cyprus/Italy end-users.

Stato: Durante il 2017 Iren ha partecipato alla definizione delle specifiche strumentali ed ha coordinato le attività connesse alla standardizzazione di prodotto e/o delle procedure di validazione delle analisi effettuate. Nel 2018, IREN è stata coinvolta nelle attività di monitoraggio degli standard emessi dagli enti di unificazione e nel *debugging* della catena di misura compresa nello strumento, che include una filiera dedicata alla concentrazione dei batteri, sviluppata dall'Università di Monaco. La filiera verrà successivamente installata presso le sezioni di un sistema acquedottistico gestito da IRETI in località Prato (Genova).

Ambiente

Biometh-ER (Life+)

Il progetto è finalizzato alla creazione dei primi impianti per la produzione e distribuzione di biometano ad utenti finali in Italia. Gli impianti saranno progettati, gestiti e mantenuti in base alle tecnologie più recenti ed innovative; l'intero sistema sarà tenuto sotto controllo per tutta la durata del progetto e i risultati del funzionamento degli impianti pilota verranno successivamente esaminati e comunicati al partner di progetto interessati. Questi impianti rappresenteranno il punto di partenza per la valutazione dell'estensibilità di questo esperimento in tutta la Regione Emilia-Romagna e per la creazione della rete regionale di distribuzione di biometano.

Partner: IRETI, Iren S.p.A., Iren Rinnovabili, Centro Ricerche Produzioni Animali - C.R.P.A., Hera Ambiente, SOL.

Stato: Nel corso del 2018 si è provveduto ad inviare agli enti preposti i documenti per proseguire con la fase 2 del progetto che vede per IREN l'installazione del sistema di compressione, accumulo e distribuzione del biometano per gli automezzi. Sono proseguite le attività di analisi del biometano prodotto dall'impianto di upgrading per la verifica delle conformità secondo normativa. Si sono inoltre presi i contatti con i fornitori tecnologici della stazione di compressione, stoccaggio e distribuzione e si sono preparati i documenti che disciplinano le attività di verifica in laboratorio degli effetti del biometano utilizzato negli automezzi. Sono quindi iniziate le attività di cantierizzazione del depuratore per l'installazione della stazione di compressione, stoccaggio e distribuzione. Il coordinatore ASTER ha provveduto a richiedere un prolungamento del termine di progetto per ulteriori 6 mesi.

Energia

CHESTER (Horizon 2020)

Il progetto ha l'obiettivo di sviluppare ed integrare una soluzione innovativa di tipo Power-to-Heat-to-Power che consenta la massimizzazione dello sfruttamento delle RES elettriche non programmabili e RES termiche già abbinate a sistemi di TLR. Il sistema oggetto dello studio, denominato CHEST, sfruttando pompe di calore, accumuli a calore latente e cicli organici rankine (ORC), consentirà di trasformare l'energia elettrica in calore, stoccarlo e successivamente produrre nuovamente energia elettrica.

Partner: Iren S.p.A., Iren Energia, TECNALIA, DLR, University of Stuttgart, PLANENERGI FOND, AIGUASOL, Encontech B.V., University of Ghent, University of Ulster, Universitat Politècnica De Valencia, PNO Innovation, GOENER.

Stato: Il kick off di progetto è avvenuto a fine aprile 2018. Sono stati messi a punto i primi deliverable di progetto che riguardano il modello matematico della soluzione tecnologica e la raccolta dei dati degli impianti che costituiscono gli use cases di progetto. Si è inoltre iniziato a delineare i principali componenti del sistema CHEST e ad applicare il modello matematico agli use cases di progetto.

ESACOM (Bando regione Piemonte poli di innovazione)

Il progetto ESACOM (acronimo di Energy SAVING and COMfort optimisation) intende sviluppare una piattaforma di sensori, algoritmi, database e App in grado di fornire uno strumento, scalabile a diversi livelli, di gestione dei dati e di attuazione; si tratta di un supporto per le decisioni di ottimizzazione energetica, al fine di attuare un management energetico che tenga conto dell'effettivo stato di benessere degli utenti di un edificio.

Il progetto prevede la sperimentazione della piattaforma su due edifici civili nella città di Torino.

Partner: Iren S.p.A. (coordinatore), Iren Energia, Pro Logic Informatica, Modelway, Screen 99, Eurix.

Stato: Il progetto è iniziato ufficialmente nel mese di settembre 2017. Nei mesi successivi Iren, con i partner di progetto, è stata coinvolta nella definizione dell'architettura generale di sistema, dei protocolli di comunicazione e delle specifiche del portale web per l'attuazione e la visualizzazione dei risultati della regolazione energetica. Nel mese di marzo si è conclusa la definizione delle specifiche di sistema ed in seguito sono state avviate le installazioni presso i piloti; parallelamente è stato avviato lo sviluppo dei singoli elementi della piattaforma.

EVERYWHERE (Horizon 2020)

L'obiettivo del progetto è quello di sviluppare un gruppo elettrogeno a cella combustibile "plug and play", facile da trasportare a livello urbano per alimentazione elettrica temporanea in diversi settori (cantieri, festival musicali, eventi temporanei, centri espositivi).

Il gruppo Iren, in qualità di terza parte di Environment Park, testerà uno skid ad idrogeno per la produzione di energia elettrica durante eventi/fiere (modalità gruppo di continuità/generatore mobile).

Partner: D'appolonia, VTT, Powercell Sweden AB, Genport, Swiss Hydrogen, Mahytec, FHA, Delta1 gUg, Environment Park, Acciona Construcción, ICLEI, Linde Gas Italia

Stato: Il kick off di progetto è avvenuto nel mese di Febbraio 2018 ed Iren ha partecipato al progetto in qualità di supporto ad Environment Park al fine di fornire indicazioni tecnico/normative in merito la tecnologia da sviluppare.



3

Evolution2G (EMEurope Call 2016)

Il progetto "eVolution2G", iniziato a giugno 2018, vuole approfondire e testare direttamente sul campo il concetto di *Vehicle to Grid (V2G)*, ovvero un sistema in cui i veicoli elettrici hanno un ruolo di bilanciamento sulle reti elettriche.

Le innovazioni principali del progetto si basano su:

- sviluppo di quadricicli leggeri con un sistema di gestione della batteria innovativo e un sistema di ricarica bidirezionale, in grado di interfacciarsi con la rete elettrica sia per ricaricarsi sia per "cedere" la propria carica;
- sviluppo di un prototipo di EMCS (Energy Management and Control System), per la gestione dei dati a seconda dei diversi soggetti interessati, nell'ottica di migliorare l'equilibrio della rete elettrica;
- test su prototipi di soluzioni di ricarica V2G, sia a livello domestico che a livello pubblico/urbano.

Partner: Iren S.p.A. (coordinatore), Mecaprom, CTC Cartech Company, Aalborg University.

Stato: Nei primi sei mesi del progetto i partner hanno finalizzato il design dei vari sottosistemi, individuato le specifiche tecniche per la fornitura dei sistemi di ricarica in ottica V2G e effettuato il benchmarking di soluzioni/progetti simili, oltre all'analisi normativa

FABRIC - FeAsiBility analysis and development of on-Road charging solutions for future electric vehicles (FP7)

Il progetto è relativo allo sviluppo di un sistema di ricarica per auto elettriche in movimento tramite bobine induttive annegate nel cemento stradale. Il progetto prevede 3 siti dimostratori, di cui uno in Provincia di Torino nell'area SITAF dell'autostrada Torino-Bardonecchia.

Partner: Iren S.p.A., IRETI, Politecnico di Torino, Centro ricerche Fiat, Pininfarina, Energrid, Scania Nissan, altri partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Stato: Nel mese di giugno si è svolto a Torino il meeting finale del progetto durante il quale è stata effettuata una dimostrazione del sistema pilota di ricarica induttiva dinamica situato presso l'aeroporto di Susa. Nel corso delle ultime attività Iren ha supportato i partner di progetto nella validazione dei relativi risultati.

NEMO- Hyper-Network for electroMobility (Horizon 2020)

Il progetto NeMo prevede di sviluppare una piattaforma di e-roaming applicata a differenti sistemi di mobilità elettrica (infrastruttura di ricarica e autoveicoli). L'obiettivo principale è la creazione di un "Hyper network", ovvero una sovra-infrastruttura ICT in grado di omogeneizzare dati provenienti dai vari stakeholders e generare servizi e applicazioni innovativi sulle diverse verticalità.

Il ruolo di IREN consisterà nella definizione degli use cases, con particolare riferimento alle esigenze dei distributori e dei venditori elettrici, nell'apportare competenze tecniche e regolatorie per la definizione delle esigenze/vincoli di questi ultimi e nella valutazione dei risultati e delle evoluzioni del progetto.

Partner: Iren S.p.A., IRETI, Centro Ricerche Fiat, TecnoSitaF, ICOOR, Renault, Verbund, TomTom, altri partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Stato: Nel corso del 2018, si è proceduto allo sviluppo di vari servizi della piattaforma NEMO. Iren è coinvolta nella definizione delle specifiche dei servizi legati agli attori del mercato elettrico. In particolare Iren sta lavorando, con il supporto di alcuni fornitori, all'interfaccia di alcune colonnine ad uso flotte interne con la piattaforma NEMO per il test di alcune funzionalità innovative (es. il route planning basato su effettivo consumo delle batterie).

OTTEMPO (bando regione Piemonte poli di innovazione)

Il progetto si propone di studiare e testare modalità di distribuzione, attraverso una rete di telecomunicazione in fibra ottica o wireless, del campione di tempo, ossia l'ora esatta, con una precisione nell'ordine dei microsecondi per il settore delle società multiservizi (multiutility). In particolare, le applicazioni operative saranno rivolte a sistemi di monitoraggio e analisi in tempo reale delle reti di distribuzione elettrica e del servizio idrico.

Partner: IREN S.p.A., Consorzio TOP-IX, Hal Service.

Stato: Il progetto è stato avviato nei primi mesi del 2018; le prime attività per IREN riguarderanno la definizione delle specifiche e l'impostazione dei piloti in ambito elettrico ed idrico.

PLANET – (Horizon 2020)

Il progetto mira a sviluppare tecnologie e analisi dei vincoli regolatori per lo sfruttamento sinergico delle reti di distribuzione (elettriche, gas e termiche). Durante il progetto verranno: modellizzate tecnologie di accumulo e conversione; simulati sistemi intelligenti di gestione automatizzata *multigrd*; creati nuovi business model; testati, in un pilota fisico, sistemi di conversione di energia.

Partner: Iren S.p.A., Iren Energia, IRETI, Iren Mercato, Politecnico di Torino, ISMB, Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy, HYPERTECH, CERTH, Grindrop, ITM Power (trading), VAASAETT, FGH, Sorea, Merit Consulting House.

Stato: A fine novembre 2017 si è svolto il kick-off meeting del progetto. Le prime attività di progetto hanno riguardato l'identificazione degli use cases, ed è in corso l'elaborazione più di dettaglio di quelli ritenuti maggiormente di interesse da parte degli end-users per l'implementazione della piattaforma informatica di elaborazione dati. In particolare Iren sta identificando il sito (edificio residenziale) su cui realizzare il pilota sperimentale e le tecnologie che verranno testate nel pilota stesso.

Pump-Heat – (Horizon 2020)

Il progetto ha l'obiettivo di aumentare la flessibilizzazione degli impianti convenzionali a fonte fossile (in particolare cicli combinati), al fine di soddisfare le sempre maggiori esigenze della rete per compensare le fluttuazioni di offerta derivanti dalle fonti rinnovabili. Il progetto studierà l'abbinamento di pompe di calore a impianti a ciclo combinato cogenerativi e cicli combinati convenzionali; verrà inoltre analizzato l'abbinamento con sistemi per lo stoccaggio di calore e freddo.

In particolare, presso la centrale Iren di Moncalieri (TO) verrà realizzato un impianto pilota nel quale verranno testate le tecnologie studiate e sviluppate nel corso del progetto per quanto riguarda le applicazioni a cicli combinati cogenerativi.

Partner: Iren S.p.A. ed Iren Energia, Università degli Studi di Genova, D'appollonia, Ansaldo Energia, KTH, Aristotele University, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe, Mayekawa, Siemens, Alfalaval, i-TES, Limmat Scientific, Novener, Orlen.

Stato: Il progetto ha avuto ufficialmente inizio a ottobre 2017. Nel 2018 è stata portata avanti la progettazione preliminare del pilota e sono state realizzate le interfacce per il collegamento dello stesso all'impianto a ciclo combinato 3GT della Centrale Termoelettrica di Moncalieri. In particolare Iren ha in capo la progettazione del Balance of Plant per la connessione con l'impianto esistente dei prototipi di pompa di calore e di accumulo termico con materiale a cambiamento di fase.



3

Store&Go – (Horizon 2020)

Il progetto STORE&GO dimostrerà 3 innovativi sistemi di Power to Gas (P2G) localizzati in Germania, Svizzera e Italia, al fine di individuarne e superarne le barriere tecniche, economiche, sociali e legali. Il progetto ha l'ambizione di valutare la possibilità di integrazione del sistema di *storage* P2G in sistemi di produzione e distribuzione dell'energia all'avanguardia. Il ruolo di Iren verterà sullo studio delle possibilità tecnico/economiche di integrazione della tecnologia P2G in realtà di produzione termoelettrica.

Partner: Iren S.p.A. e Iren Energia, Politecnico di Torino, Hysytech, Atmosstat, Climeworks; Studio BFP, DWGV, HSR, altri partner universitari e industriali.

Stato: È stata completata, in collaborazione con il Politecnico di Torino, l'analisi tecnico-economica relativa all'abbinamento del P2G in cicli combinati al fine di aumentarne la flessibilità e recupero dell'energia persa negli sbilanciamenti e dell'abbinamento del P2G per compensare le fluttuazioni delle fonti rinnovabili non programmabili. A maggio è stato inaugurato nella cittadina tedesca di Falkenhagen il primo dimostratore previsto nel progetto, mentre lo scorso settembre è stato inaugurato il pilota italiano, realizzato nel Comune di Troia (Puglia).

ALTRE ATTIVITA' DI INNOVAZIONE

Nel corso del 2018, affiancati ai progetti finanziati, Iren ha avviato numerosi progetti autofinanziati, che hanno visto impegnate risorse interne ed esterne all'azienda. In particolare, per quanto riguarda le collaborazioni esterne, Iren ha attivato 34 contratti di ricerca con Università italiane, di cui 13 conclusi nel 2018, che hanno riguardato molteplici aspetti: dalla progettazione e sperimentazione di soluzioni impiantistiche innovative a supporto dei business Iren alla realizzazione di modelli e all'individuazione di nuovi processi e servizi.

Si riportano di seguito alcuni progetti autofinanziati significativi:

Trasmissione acustica dei dati

Nel corso del 2017 è stato progettato e installato sulla condotta Liteggia-Serra (gestita da Iren Tigullio), un sistema prototipale che ha dimostrato la fattibilità della tecnica di telemetria acustica su tubazioni metalliche, applicata alla gestione del riempimento di una vasca montana. L'apparato permette l'invio di segnali e dati tramite condotte idriche in condizioni di indisponibilità di trasmissioni dati con vettori convenzionali (GPRS, radio link, Wi-Fi, satellite).

Nei primi mesi del 2018 è stato avviato un ulteriore progetto di ricerca, con l'obiettivo di finalizzare ed ingegnerizzare il sistema prototipale sviluppato, nonché sperimentare la trasmissione acustica dei dati su condotte di materiale plastico, in modo da estenderne l'applicazione anche ad altri siti.

Durante il 2018 le attività progettuali sono state realizzate relativamente all'Hardware e al Software dedicati alla ricezione e trasmissione dei dati, allo sviluppo di un protocollo digitale dei dati utilizzabile nella modalità di trasmissione acustica, alla progettazione e realizzazione di una microturbina al fine di rendere energeticamente autonomo il sistema di trasmissione acustica, all'applicabilità del sistema di trasmissione anche a tubazioni di polietilene. Il nucleo tecnologico sviluppato è stato oggetto di deposito brevettuale e di presentazione di una proposta, in corso di valutazione, in ambito Horizon Prize – Zero Power Water Monitoring.

Monitoraggio dei transitori idraulici nelle reti di distribuzione idrica

Nel corso del 2018 sono stati testati i dispositivi per il monitoraggio dei transitori idraulici nelle reti di distribuzione idrica. I logger di pressione, individuati a valle di una attività di scouting tecnologico, permettono la registrazione del c.d. "colpi di ariete" e la loro visualizzazione georeferenziata, contestualmente all'analisi di indicatori che rappresentano i cicli di sovrappressione cumulati nel tempo.

Il test ha fornito risultati soddisfacenti e IRETI, che gestisce il servizio idrico integrato, procederà nel 2019 con l'installazione di ulteriori loggers, integrati nel sistema informativo aziendale, sperimentando l'utilizzo delle misure acquisite nella gestione delle pressioni in un distretto idrico da individuare.

Gestione dei fanghi di depurazione

Durante il 2018 sono proseguite le attività per l'analisi e la valutazione di sistemi di trattamento fanghi finalizzati a ridurre la quantità ed efficientare il processo migliorando la produzione di sottoprodotti (biogas o biometano), riducendone i costi di gestione complessivi. La valutazione comprende la definizione di bilanci di massa e l'analisi dei costi, dei benefici e delle implicazioni tecnico-economiche.

In particolare, sono proseguite le attività nell'ambito del contratto di ricerca attivato con TICASS, con lo scopo di valutare i benefici, in termini di riduzione delle quantità di fanghi da smaltire, derivati dall'introduzione di trattamenti di idrolisi negli impianti di depurazione gestiti dal Gruppo.

Parallelamente è stata avviata un'attività di collaborazione con una startup, con l'obiettivo di valutare rese ed applicabilità di un innovativo processo di conversione idrotermica in grado di trasformare fanghi ed altri rifiuti organici ad elevato contenuto di umidità (tra cui digestato) in un biocarbone con caratteristiche chimico-fisiche paragonabili a quelle della torba o della lignite fossile.

Verrà altresì svolta una attività di benchmarking in collaborazione con atenei e poli d'innovazione nell'ambito di accordi di partenariato esistenti con università dei territori in cui Iren opera.

Progetti inseriti nel programma di ricerca di Fondazione Amga

Durante il 2018, Iren ha collaborato ad alcuni progetti inseriti nel programma delle attività di Fondazione AMGA; tali progetti si riferiscono a tematiche economico-regolatorie e ad aspetti tecnico-scientifici connessi alla qualità delle risorse idriche. Tra di essi si ricordano le ricerche su:

- (i) la determinazione del costo standard del capitale nella regolazione delle public utilities con particolare riferimento al contesto dei rifiuti;
- (ii) l'analisi di scenario per la valutazione dell'immissione di biometano nelle reti di distribuzione e trasporto di gas naturale;
- (iii) analisi dello stato dell'arte e applicazione di un modello semplificato di funzionamento della rete del gas naturale a casi studio di interesse pratico-gestionale, finalizzata alla valutazione delle possibili ricadute generate dall'immissione di biometano;
- (iv) applicazioni di analisi costi-benefici al settore energetico;
- (v) caratteristiche di costo ed economie di scala nel settore dei servizi ambientali;
- (vi) applicazione dei Piani di Sicurezza sulle Acque al servizio idrico: aspetti metodologici e divulgativi per i portatori di interesse coinvolti.

Ambiente

Studio di fattibilità di un impianto per la produzione di carburanti da plastiche miste da rifiuto

Nel corso del 2018 è stato affidato un studio per la progettazione preliminare di un impianto per la produzione di carburanti, conformi a determinate specifiche tecniche, utilizzando come input plastiche miste da rifiuto (plasmix) attraverso un processo pirolitico. In particolare, il plasmix è composto dalle plastiche miste residuali derivanti dagli impianti di selezione della plastica da raccolta differenziata. Essendo un materiale eterogeneo, ad ora difficilmente trova uno sbocco nel mercato del riciclo ed è spesso avviato a discarica o incenerimento.

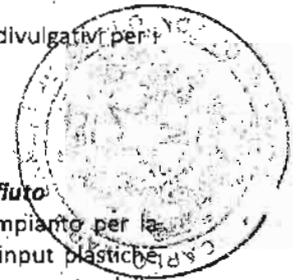
Nello specifico, lo studio ha previsto il dimensionamento preliminare di un impianto in piena scala attraverso valutazioni di tipo tecnico (bilanci di massa ed energia) ed economico, con un dettaglio sugli output che possono essere ottenuti.

Attività di ricerca sui rifiuti legnosi

Nel corso del 2018 è stato portato a termine, in collaborazione con TICASS, uno studio dei principali processi e soluzioni tecnologiche per il trattamento dei rifiuti legnosi gestiti da Iren, con particolare riferimento alle frazioni ingombranti, con lo scopo di analizzarne l'applicabilità e conseguenti impatti tecnici ed economici sui layout impiantistici del Gruppo.

Lo studio, avviato a marzo, è iniziato con una prima analisi di benchmark dei principali processi presenti in ambito europeo e del contesto normativo (nazionale/comunitario). In seguito, è stato realizzato un approfondimento sui sistemi di pre-trattamento meccanico per la riduzione dimensionale e l'eliminazione delle impurità presenti, con una stima di massima dei costi associati.

Lo studio è terminato con un'analisi dei processi più innovativi, finalizzati all'estrazione (per via chimica o biologica) di elementi ad elevato valore aggiunto dal rifiuto legnoso.



3

Energia

Programma Industria 4.0

Nel corso del 2017, Iren ha portato avanti un'attività di ricerca di soluzioni innovative rientranti nella definizione di "Industria 4.0" applicabili alla Business Unit Energia, con particolare riferimento al settore della manutenzione. L'analisi si è focalizzata su verticali specifiche, ossia la sicurezza dell'operatore, il monitoraggio di infrastrutture ed i big data, concentrandosi sui settori termoelettrico, idroelettrico e teleriscaldamento. Al termine dell'attività di analisi, è stata individuata una ventina di progetti, oggetto di sperimentazione nel corso del 2018.

Le attività in oggetto hanno previsto lo studio e l'adozione di soluzioni a pilotaggio remoto da affiancare alle attuali pratiche aziendali adottate durante le ispezioni. In continuità con quanto già svolto nel 2017, sono proseguite le attività di rilievo sugli invasi con l'impiego di droni, al fine di quantificare i volumi di residui.

L'attività di sperimentazione è stata anche estesa all'ispezione di versanti rocciosi sovrastanti gli invasi. Le soluzioni oggetto della collaborazione hanno permesso di ridurre notevolmente le durate delle attività svolte con tecniche convenzionali e aumentato la sicurezza degli addetti coinvolti. È inoltre in fase di ultimazione lo sviluppo di un rover per l'ispezione delle gallerie di derivazione: il robot sarà in grado di percorrere le gallerie acquisendo immagini e mappature 3D, comunicando con l'esterno mediante una rete wireless che dispiegherà durante l'ispezione.

Sempre nel settore idroelettrico, ed in particolare presso gli impianti di Venaus e Telesio, proseguono i test sull'utilizzo, in contesto operativo, di sistemi "smart glasses" al fine di permettere l'interazione tra campo di operatività e sale controllo e consentire una comunicazione di dati in real-time.

Sono state organizzate giornate di formazione indirizzate agli addetti di manutenzione.

L'attività di monitoraggio è stata estesa anche alle reti di teleriscaldamento e grazie all'impiego di una termocamera ad alta risoluzione, montata su un velivolo, è stato possibile sorvolare, in una notte invernale, la città di Torino e identificare attraverso un software di elaborazione delle immagini termiche le perdite di acqua e calore della rete.

In campo manutenzione predittiva si sta testando presso l'unità a ciclo combinato nel Nuovo Polo Energetico di Reggio Emilia un modello che, partendo dai dati di esercizio dell'impianto, è in grado di predire il funzionamento, ottimizzando così le attività manutentive e prevenendo eventuali mal funzionamenti e guasti.

In ambito teleriscaldamento è stata avviata un'attività che riguarda il monitoraggio da remoto dei parametri ambientali delle camere valvole della rete, considerati spazi confinati, sfruttando una tecnologia di connettività in grado di inviare i dati ad un database centralizzato ed analizzare tali informazioni. Il progetto ha come obiettivo l'incremento della sicurezza degli operatori e fornire informazioni aggiuntive utili per pianificare le attività di manutenzione in detti spazi.

Installazione di sistemi di accumulo sulla rete di teleriscaldamento

Iren, nella città di Torino, ha in corso la realizzazione di un nuovo sistema di accumulo di calore a servizio della rete di teleriscaldamento presso il sito di Mirafiori Nord, che, aggiunto agli attuali 15.000 m³ esistenti nella città, aumenterà l'attuale capacità complessiva di ulteriori 2.500 m³. Inoltre, nella seconda metà del 2018, si è concluso con l'ottenimento del permesso di costruzione l'iter autorizzativo per la realizzazione del sistema di accumulo del quartiere di San Salvario, volto all'ottimizzazione della gestione della rete, nonché all'estensione della volumetria di utenza servita dal teleriscaldamento. I lavori di costruzione sono in fase di avvio.

Monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney

Nel corso del 2018 sono proseguite le attività di ricerca sul comportamento dei ghiacciai della Valle Orco, attraverso il monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney nel Parco Nazionale del Gran Paradiso. L'iniziativa, avviata negli anni '90, è svolta nell'ambito di una convenzione con la Società Meteorologica Italiana, rinnovata il 28 giugno durante il 7° Convegno Nazionale "Energia e Territorio" tenutosi a Locana (TO). La ricerca è orientata al monitoraggio della riduzione dei ghiacciai sulle Alpi supportando la programmazione della produzione degli impianti idroelettrici in Valle Orco.

La campagna di settembre 2018 ha fatto rilevare che, nonostante l'inverno molto nevoso in alta quota sulle Alpi occidentali, anche quest'anno il bilancio di massa è stato negativo, pari a -1,45 m di acqua equivalente nell'insieme del ghiacciaio, molto simile alla situazione osservata nel settembre 2017 (-1,39 m) e alla (sfavorevole) media dei precedenti 26 anni di osservazione (-1,31 m). Massiccio anche il regresso della fronte, -15,5 m, valore che porta a quasi 460 m il ritiro complessivo rispetto a quanto rilevato con le prime misure del 1972.

Rete LoRA su Torino

Nel corso del secondo semestre 2018 è stata avviata una prima fase sperimentale del progetto LoRa che prevede la realizzazione di una rete di connettività Internet of Things (IoT) basata su protocollo di comunicazione LoRaWan a copertura della Città di Torino. Questa prima fase è stata caratterizzata dall'approvvigionamento ed installazione di 5 gateway LoRa per garantire la copertura di rete e dalla realizzazione di due server: uno per la gestione dei gateway (Network Server) e uno per la realizzazione di dashboard e rappresentazione dei dati (Application Server). La scelta del posizionamento di questi primi 5 gateway è stata condotta in coordinamento con la Città di Torino per dare la possibilità di testare apparecchiature IoT in ottica servizi smart (es. Smart Parking). Sulla base dei risultati ottenuti in questa fase, sarà quindi possibile intraprendere i successivi passi che prevedono l'estensione della rete LoRa a copertura dell'intero territorio cittadino.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

La sostenibilità è al centro dell'agenda del Gruppo Iren che, oltre ad assumerla come pilastro di sviluppo strategico, ne rendiconta le politiche e le performance con particolare riguardo alle tematiche ambientali, sociali, relative al personale, ai diritti umani, alla lotta alla corruzione attiva e passiva.

Tali temi, insieme agli altri individuati come rilevanti dall'analisi di materialità condotta coinvolgendo gli stakeholder, sono rendicontati e approfonditi nel Bilancio di Sostenibilità del Gruppo Iren che assolve anche la funzione di Dichiarazione consolidata di carattere non Finanziario (DNF) prevista dal D.Lgs. 254/2016. Una funzione sostanziale che sottolinea come l'approccio strategico alla responsabilità sociale assuma sempre più importanza nel lungo termine per la competitività delle imprese, e che rafforza l'orientamento del Gruppo sia in termini di trasparenza informativa sia nel considerare la sostenibilità una leva strategica di crescita.

Il Piano Industriale al 2023, presentato a settembre, concretizza la vision e la mission del Gruppo e definisce le seguenti linee strategiche: clienti, crescita organica, efficienza, sostenibilità ambientale, persone, digitalizzazione e innovazione. Gli obiettivi e i target definiti in questi ambiti, rappresentano un contributo di Iren ai propositi dell'Agenda Onu al 2030, e rendono sempre più il Bilancio di Sostenibilità/Dichiarazione non finanziaria – a cui si rimanda ai sensi del D.Lgs. 254/2016 – uno strumento di monitoraggio dell'operatività, degli impatti economici, ambientali e sociali.

Il documento è predisposto, sotto il coordinamento della Direzione Corporate Social Responsibility e Comitati Territoriali, in conformità con lo Standard GRI (Global Reporting Initiative) e del Supplemento Utility del settore elettrico – G4 Sector Disclosure, ed è sottoposto ad approvazione del Consiglio d'Amministrazione contestualmente al progetto di Bilancio d'esercizio e al Bilancio consolidato.



13

ALTRE INFORMAZIONI

Protezione delle persone fisiche con riferimento ai dati personali

In applicazione a quanto previsto dal D. Lgs. 196/03 e s.m.i., denominato "Codice in materia di protezione dei dati personali", Iren S.p.A. e le principali Società del Gruppo hanno predisposto nel corso degli anni un sistema di gestione del trattamento dei dati e della loro sicurezza, coerente con la normativa vigente ed allineato all'evoluzione organizzativa che ha interessato il Gruppo.

Nel corso del 2017 è stato avviato per Iren S.p.A. e per le principali società del Gruppo il "Progetto di implementazione del sistema aziendale per la protezione dei dati personali" al fine di adeguare il Sistema Privacy esistente al nuovo Regolamento UE 679/16 (GDPR), continuando parallelamente a garantire la compliance alla normativa nazionale vigente (D. Lgs. 196/2003 e s.m.i., i provvedimenti integrativi emessi dal Garante Privacy, ecc.).

Il GDPR ha cambiato sostanzialmente il concetto di Privacy con l'obiettivo di rafforzare i diritti degli individui per la protezione dei dati personali, introducendo tra l'altro, i concetti di privacy by design e by default e di accountability, obbligando così le Società ad impostare la propria Privacy sin dall'inizio, adottando le migliori soluzioni al fine di minimizzare il trattamento dei dati personali.

Il Progetto avviato è stato sviluppato nel corso del 2018 e nel mese di maggio si è proceduto all'individuazione del Data Protection Officer (DPO) di Iren S.p.A. nella figura della Responsabile Compliance Sistema 231 e Privacy, successivamente designata dal Titolare del trattamento (AD di Iren S.p.A.). Lo stesso ha poi dato istruzione, nell'ambito dell'attività di direzione e coordinamento sulle società controllate, ai Titolari del trattamento delle stesse, affinché provvedessero alla nomina del DPO nella stessa persona scelta per la Capogruppo.

Successivamente tutti i Titolari delle principali Società del Gruppo hanno provveduto pertanto a designare il DPO nella persona del DPO di Capogruppo e a darne opportuna comunicazione all'Autorità di Controllo.

Attestazioni ex art. 2.6.2 del Regolamento di Borsa-Italiana

Con riferimento alle attestazioni di cui all'art. 2.6.2 comma 15 del Regolamento di Borsa Italiana relative all'adeguamento alle condizioni di cui all'art. 36 e ss del Regolamento Mercati di Consob, si segnala che la Società non controlla società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea di significativa rilevanza secondo le disposizioni di cui al titolo VI, capo II del regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 11971 del 1999 e successive modificazioni. Pertanto le disposizioni contenute nel comma 1 dell'art. 36 del Regolamento Mercati di Consob non risultano essere applicabili. Riguardo alle condizioni previste dall'art. 37 dello stesso Regolamento Mercati si evidenzia che Iren S.p.A. non è sottoposta all'attività di direzione e coordinamento di altra società.

Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Societari e Relazione sulla Remunerazione

La Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Societari e la Relazione sulla Remunerazione, approvate dall'organo di amministrazione e pubblicate entro i termini di Legge, comprendono le informazioni non richiamate nel successivo capitolo "Informazioni sulla Corporate Governance di Iren", così come previste dagli articoli 123-bis e 123-ter del Decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 e successive modificazioni ed integrazioni.

INFORMAZIONI SULLA CORPORATE GOVERNANCE DI IREN

PREMESSA

IREN S.p.A. (in seguito "IREN") rappresenta il risultato della fusione per incorporazione di EnI S.p.A. in IRIDE S.p.A. che ha avuto efficacia il 1° luglio 2010.

La fusione fra IRIDE ed EnI è stata promossa dai Soci di controllo delle medesime – rispettivamente FSU S.r.l. (in allora controllata pariteticamente dai Comuni di Torino, attraverso FCT Holding S.p.A., e di Genova) ed i Comuni di Reggio Emilia, Parma, Piacenza ed altri Comuni dell'area emiliana sottoscrittori di patti parasociali *ad hoc* – con l'obiettivo di dare vita ad una nuova entità in grado di sviluppare sinergie industriali e di rappresentare un polo per ulteriori aggregazioni sul mercato nazionale.

Alla data del 31 dicembre 2018 erano vigenti fra gli azionisti pubblici di Iren tre Patti Parasociali, di seguito elencati:

- **Patto FSU – c.d. Parti Emiliane – Soci Spezzini, efficace dal 9 maggio 2016.**
Tale patto (in seguito anche il "Patto Parasociale") è riconducibile ad un sindacato di blocco e di voto avente la finalità di garantire lo sviluppo della Società, delle sue partecipate e della sua attività, nonché di assicurare alla medesima unità e stabilità di indirizzo, anche attraverso l'utilizzo dello strumento della maggiorazione del voto, ed in particolare: (i) determinare modalità di consultazione ed assunzione congiunta di talune deliberazioni dell'Assemblea dei soci della Società; e (ii) disciplinare taluni limiti alla circolazione delle azioni conferite.
Il Patto FSU-Parti Emiliane ha durata di 3 anni e si rinnoverà tacitamente, salva la facoltà di recesso con le modalità e nei termini di cui al Patto, per ulteriori due anni; successivamente, ogni eventuale ulteriore rinnovo dovrà essere preventivamente concordato per iscritto.
- **Sub Patto Parti Emiliane, efficace dal 9 maggio 2016.**
Tale patto intende, tra l'altro, determinare i rispettivi diritti e obblighi, al fine di (i) assicurare un'unità di comportamento e una disciplina delle decisioni che dovranno essere assunte dai pattisti emiliani nell'ambito di quanto previsto dal Patto FSU-Parti Emiliane-Soci Spezzini; (ii) prevedere ulteriori impegni ai fini di garantire lo sviluppo della Società, delle sue partecipate e della sua attività, nonché di assicurare alla medesima unità e stabilità di indirizzo; (iii) attribuire un diritto di prelazione a favore degli aderenti nell'ipotesi di cessione delle azioni della Società diverse dalle azioni oggetto del Sindacato di Blocco ai sensi del Patto; nonché (iii) conferire al Comune di Reggio Emilia mandato irrevocabile ad esercitare per conto dei pattisti i diritti attribuiti a questi ultimi ai sensi del Patto.
Il Sub Patto Parti Emiliane ha durata di 3 anni e si rinnoverà tacitamente, salva la facoltà di recesso con le modalità e nei termini di cui al medesimo Sub Patto, per ulteriori due anni; successivamente, ogni eventuale ulteriore rinnovo dovrà essere preventivamente concordato per iscritto.
- **Sub Patto FSU – FCT, efficace dal 17 luglio 2018.**
Tale patto è riconducibile ad un sindacato di voto avente la finalità di far sì che, a seguito della Scissione, FCT e FSU esercitino congiuntamente i poteri di voto e di indicazione dei candidati alle cariche sociali di IREN, in sostanziale conformità con quanto previsto dallo Statuto di FSU vigente sino alla data della Scissione; il tutto, nell'ambito e con il necessario rispetto del Patto Parasociale, di modo che le previsioni riguardanti FSU in tale Patto Parasociale rifluiscono in capo congiuntamente, senza soluzione di continuità, a FSU e FCT, le quali agiranno come parte sola dinanzi agli altri pattisti, in conformità con quanto previsto nel Sub-Patto.
Il Sub patto FSU-FCT ha durata di tre anni dalla data di efficacia della Scissione e si rinnova automaticamente alla scadenza per un periodo di ulteriori 2 anni, salva disdetta da comunicarsi almeno 6 mesi prima della scadenza.

Come indicato nei "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo", in data 5 aprile 2019, l'Assemblea Straordinaria di IREN, riunitasi in unica convocazione, ha approvato talune modifiche statutarie derivanti dalla stipula di un Atto Integrativo e modificativo del Patto Parasociale sottoscritto in data 9 maggio 2016 (in seguito "Addendum al Patto Parasociale") volto ad aggiornare, tra l'altro la *governance* a seguito dei mutamenti derivanti dalla scissione dell'Aderente FSU e dall'adesione al Patto delle cosiddette "Parti Spezzine".

Tra le modifiche statutarie, si segnala, in particolare, l'aumento del numero dei componenti del Consiglio di Amministrazione da 13 a 15 e l'aumento del numero dei componenti Effettivi del Collegio Sindacale da 3 a 5:

4

